

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea in Ingegneria Elettrica

Tesi di Laurea

Metodi di Analisi di Reti Energetiche Ibride

Impianti Fotovoltaici Utility-Scale e Produzione Idrogeno



Relatore
prof. Maurizio Repetto

Correlatore:
ing. Marco Cerchio

Candidato
Antonino Sanfilippo

Luglio 2020

Indice

Introduzione	3
1 Sistemi multi-generativi	5
1.1 Impianto Fotovoltaico	6
1.2 Elettrolizzatore	9
1.3 Cella a Combustibile	11
1.4 Serbatoio Idrogeno	13
1.5 Batterie	14
1.6 Rete Elettrica e Carico	15
1.7 Rete Metano	17
2 Ottimizzazione Lineare MILP	18
2.1 Ricerca operativa	18
2.2 Parametri e Variabili Decisionali	20
2.3 Formulazione Problema di Ottimizzazione	25
3 Risultati Problema di Ottimizzazione	30
3.1 Verifica Funzionalità	30
3.2 Caso studio: Sistema poli-generativo con Accumulo di Idrogeno	35
3.2.1 Attivazione Fuel Cell	41
3.2.2 Controllo Immissione in Rete Elettrica	47
3.2.3 Analisi annuale	50
3.3 Caso studio: Vendita di Idrogeno in Rete	54
3.3.1 Analisi economica	58
3.3.2 Analisi sensitività	63
Conclusioni	66
Bibliografia	68

Introduzione

L'energia è al centro della nostra vita economica e anche sociale, le diverse forme di energia messe a disposizione dal nostro pianeta risultano tutte indispensabili per la nostra sopravvivenza e da sempre l'umanità è alla ricerca di nuove fonti da cui ricavarla. Il nostro attuale modello di sviluppo si basa principalmente sulla generazione di energia da fonti fossili, principalmente petrolio, carbone e metano, il cui sfruttamento, ad oggi, copre circa 80% del fabbisogno energetico mondiale. Il loro utilizzo comporta dei problemi di carattere sia tecnico che ambientale. Le fonti fossili sono per loro natura esauribili e quindi destinate a terminare, per cui arriveremo ad un punto dove gli aumenti dei consumi mondiali non potranno essere sostenuti da queste; il loro utilizzo, tramite il processo di combustione, comporta l'emissione in atmosfera di sostanze dannose per l'ambiente e per la salute che possono portare a conseguenze gravissime. Negli ultimi anni, la maggiore sensibilità verso i cambiamenti climatici e l'esigenza di incrementare la quota di energia pulita, hanno promosso un interesse particolare verso la produzione di energia da fonti rinnovabili. Diversi programmi di finanziamento e sostegno tecnologico forniscono lo stimolo affinché si sviluppino sistemi efficaci ed efficienti in grado di ridurre la dipendenza da fonti energetiche fossili dando, al contempo, un sensibile impulso all'innovazione nel campo delle tecnologie energetiche.

Il ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato il testo del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (Pniec) e con questo vengono stabiliti gli obiettivi nazionali per il 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni dannose in atmosfera. Entro il 2030 le "green energy" dovranno contribuire per il 30% rispetto ai consumi finali totali. Le quote per i rispettivi settori sono: 55% per consumi elettrici, 33,9% per il settore termico e al 22% per la quota delle rinnovabili nei trasporti.

Questo elaborato di tesi si concentra sui metodi per lo studio di sistemi poli-generativi, dove la convivenza tra più vettori energetici potrebbe permettere di superare la non programmabilità di fonti energetiche rinnovabili, quale quella del fotovoltaico. Infatti l'aleatorietà delle fonti di energia rinnovabile, come quella fornita dalla radiazione solare rende difficile l'equilibrio tra potenza erogata e potenza richiesta. Per permettere il bilanciamento tra richiesta e produzione, si rendono necessari dei dispositivi in grado di disaccoppiare la produzione dell'energia dal suo

consumo. I dispositivi in questione sono i sistemi di accumulo, che permettono di immagazzinare energia e di utilizzarla in funzione delle richieste. Particolare attenzione è stata rivolta all'idrogeno, utilizzato sia per permettere l'accumulo energetico, sia come combustibile miscelandolo con il gas metano, utilizzando i già esistenti gasdotti. L'utilizzo di sistemi ibridi è considerato una delle misure chiave per la decarbonizzazione del sistema energetico, poiché innesca importanti sinergie, che non è stato possibile realizzare ottimizzando i settori individualmente. Tuttavia, un'implementazione persistente di un sistema energetico integrato è collegato a diverse sfide, come una crescente concorrenza tra i domini energetici e una maggiore complessità; tuttavia, consente una quota significativamente più elevata di energie rinnovabili, maggiore affidabilità, sicurezza ed efficienza delle forniture.

Al fine di fornire uno strumento per l'analisi di questi sistemi si è sviluppato un software in Python, per l'ottimizzazione di sistemi ibridi, con la presenza di un impianto fotovoltaico e dispositivi addetti al trattamento dell'idrogeno. Si è riservata l'ultima sezione per mostrare i risultati derivanti dall'ottimizzazione di particolari casi studio, in modo da verificare l'attendibilità del programma e di presentare il comportamento ideale di questi sistemi, al variare di alcuni dei suoi parametri. [1]

Capitolo 1

Sistemi multi-generativi

Un sistema si dice multi-generativo quando, a partire da una data fonte energetica, si producono vettori di natura differente. In particolare, l'attenzione è stata rivolta su sistemi come figura 1.1, dove a partire dall'energia messa a disposizione dal sole si possono ottenere energia elettrica ed energia chimica. L'energia chimica è quella che possiede l'idrogeno che avendo un elevato potere calorifico, è possibile sfruttare come combustibile oppure utilizzarlo per convertirlo in energia elettrica.

La struttura è dotata di due sistemi di accumulo, uno elettrico rappresentato dalle batterie ed uno chimico rappresentato dal serbatoio di idrogeno. Lo scopo dei sistemi di accumulo è quella di colmare la richiesta di energia, quando la produzione dell'impianto fotovoltaico viene a mancare, questo quindi permette di effettuare un bilanciamento delle potenze. La presenza della rete elettrica tuttavia ci permette sempre di prelevare energia elettrica ma questo potrebbe risultare dispendioso in termini economici.

Dalla figura 1.1 è possibile suddividere l'intero sistema in due nodi principali: uno relativo alla potenza Elettrica e uno relativa ai flussi di Idrogeno.

Nel nodo elettrico confluisce la potenza dell'impianto fotovoltaico che nelle condizioni di alta produzione va ad alimentare il carico e si può dividere tra il sistema di accumulo elettrochimico, l'elettrolizzatore e la rete elettrica. Nelle ore di bassa produzione il carico può essere alimentato attraverso la fuel cell, le batterie e la rete elettrica.

Nel nodo relativo all'idrogeno sono presenti due componenti che ritroviamo nel nodo elettrico, ovvero l'elettrolizzatore e le celle a combustibile, che producono o prelevano l'idrogeno presente nel serbatoio addetto all'accumulo. Il serbatoio è interfacciato con la rete del gas che permette la coesistenza di metano e di un piccola percentuale di idrogeno, risulta quindi possibile vendere l'idrogeno sulla rete gas in modo da ottenere un ulteriore potenziale corrispettivo economico.

Le possibilità di bilanciamento di questo sistema sono pressoché infinite, la differenza tra le alternative che si hanno a disposizione è legata ai costi da sostenere che sono dipendenti dalla strada scelta per la gestione del sistema. Bisogna quindi

trovare il miglior compromesso per permettere ad un sistema di questo tipo di lavorare nelle condizioni di affidabilità ed efficienza, è questo il motivo per cui nasce la necessità di eseguire un'ottimizzazione.

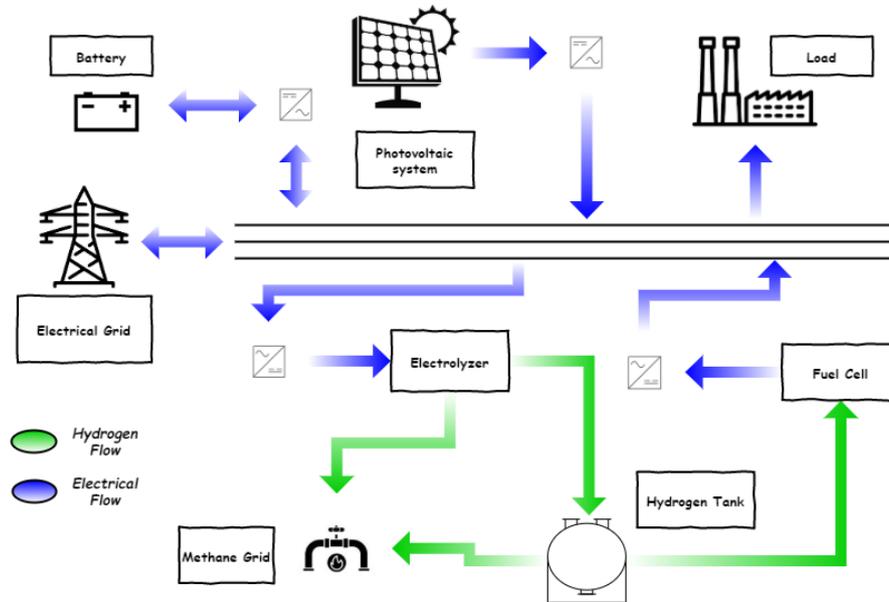


Figura 1.1: Sistema multi-generativo

1.1 Impianto Fotovoltaico

Un impianto fotovoltaico è un impianto elettrico composto da una serie di moduli fotovoltaici, ovvero dispositivi che permettono di sfruttare l'energia solare incidente per produrre energia elettrica. Il principio di funzionamento si basa sull'effetto fotoelettrico che è un fenomeno fisico caratterizzato dall'emissione di elettroni da una superficie, quando questa viene colpita da fotoni. Il dispositivo che permette lo sfruttamento di questo fenomeno fisico è la cella fotovoltaica, il collegamento di un insieme di queste celle, costituisce il modulo fotovoltaico. Un modulo può avere potenze che vanno dai 50 W fino a 400 W con un rendimento fino al 20%. Le stringhe fotovoltaiche sono costituite da moduli collegati in serie, dal numero di moduli e dalla tensione di ognuno di questi dipende la tensione dell'intera stringa. Un insieme di stringhe costituisce un campo fotovoltaico che costituisce il generatore fotovoltaico dell'impianto.

Le caratteristiche dei sistemi fotovoltaici sono:

- assenza di emissione di sostanze inquinanti;

- risparmio combustibili fossili;
- modularità;
- nessuna presenza di combustibili;
- funzionano in maniera automatica, ovvero non richiedono alcun intervento per l'esercizio dell'impianto;
- elevata durata di vita, circa 20 anni.

La produzione elettrica annua dipende da diversi fattori che influenzano la radiazione totale che arriva alle celle fotovoltaiche. Primo tra questi fattori è la quantità di radiazione giornaliera resa disponibile dalla fonte solare, ma anche le condizioni meteorologiche possono condizionare la quantità effettiva di radiazione che arriva al suolo. Gli altri fattori sono dipendenti dal posizionamento dei moduli rispetto al suolo e da eventuali ostacoli che possono dare ombreggiamento sui moduli. L'inclinazione dei moduli influisce sulla produzione energetica se rapportata ad un periodo temporale ampio, come un anno. Infatti l'inclinazione dei raggi solari varia durante la giornata e con il variare delle stagioni, quindi esiste un angolo ottimale rispetto al suolo per ogni giorno di irraggiamento, in base alla località in cui viene installato l'impianto tuttavia si può calcolare l'angolo ottimale che permette di massimizzare la produzione annuale di questo.

Le principali applicazioni di questi impianti sono:

1. Impianti per utenze isolate, dove vi è la necessità di utilizzare un sistema di accumulo;
2. Impianti per utenze collegate alla rete di bassa tensione;
3. Centrali di produzione di energia elettrica fotovoltaica, con collegamenti alle reti di media o alta tensione.

Nel caso di sistemi poli-generativi, l'impianto in questione deve essere di grossa taglia per giustificare l'installazione di tutti i componenti al contorno, rientriamo quindi nel terzo caso.

L'energia prodotta da un generatore fotovoltaico, raramente viene sfruttata direttamente da carichi ed apparecchiature, infatti l'energia elettrica in uscita è di tipo continuo e la maggior parte dei dispositivi richiede una corrente alternata per il corretto funzionamento. In genere, quindi, tra la produzione e l'utenza sono disposti dei dispositivi che permettono questa conversione, quali gli inverter che oltre a permettere l'adattamento tra sorgente e carico, hanno altre importanti funzioni come quella di protezione e di controllo dell'impianto (figura 1.2).

Per sfruttare su larga scala il fotovoltaico, dobbiamo scontrarci con il limite tecnico dell'aleatorietà della sorgente energetica. La stessa rete elettrica di potenza

può fissare dei limiti sull'immissione di energia in rete quando la produzione di un impianto di questo tipo è massima, questo per problemi di gestione e di stabilità della rete elettrica stessa. La soluzione sarebbe quella di accumulare energia per tempi abbastanza lunghi, al fine di immettere nel modo più continuo e stabile possibile. I sistemi di accumulo che emergono per venire incontro a questa esigenza sono: quello delle batterie e quello dell'idrogeno. Mentre il sistema elettrochimico sembrerebbe più adeguato per il breve periodo, ovvero per immagazzinare energia per qualche ora del giorno, l'accumulo di enormi quantità di energia, anche stagionale, vede l'idrogeno come una delle risorse più adeguate allo scopo.

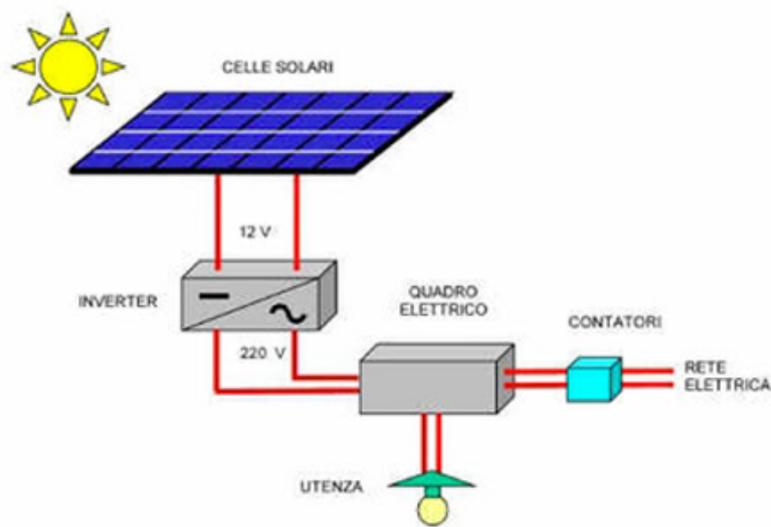


Figura 1.2: Impianto Fotovoltaico [19]

I moduli di cui è composto un impianto fotovoltaico possono essere:

- moduli fissi;
- moduli dotati di inseguitore solare.

I moduli fissi, come dice la parola stessa, mantengono la loro inclinazione fissa nel tempo e quindi la produzione elettrica dipende solamente dall'inclinazione oraria dei raggi solari sulle celle fotovoltaiche. I moduli dotati di inseguitore solare invece seguono il cambiamento dei raggi solari, in modo che questi arrivano sempre perpendicolari alle celle e quindi sfruttano al massimo la radiazione solare a disposizione. L'inseguitore è un dispositivo meccanico automatico che può essere:

- attivo, se il movimento è garantito da un motore dotato di un sistema di controllo che stabilisce quando e come azionare l'inseguitore, in base alla direzione dei raggi solari;

- passivo, nel caso il movimento è garantito da fenomeni fisici autonomi, come ad esempio la dilatazione termica di un gas.

Un'ulteriore classificazione sugli inseguitori può essere fatta considerando i gradi di libertà offerti, questi possono essere mono-assiali, che permettono il movimento attorno ad un unico asse, oppure bi-assiali che permettono il movimento lungo due assi (figura 1.3).

La difficoltà costruttiva è diversa nei due casi, ma utilizzando un sistema bi-assiale, di difficile realizzazione, si riesce ad aumentare la produzione rispetto ad un sistema con moduli fissi di circa il 35-40 %. [8]

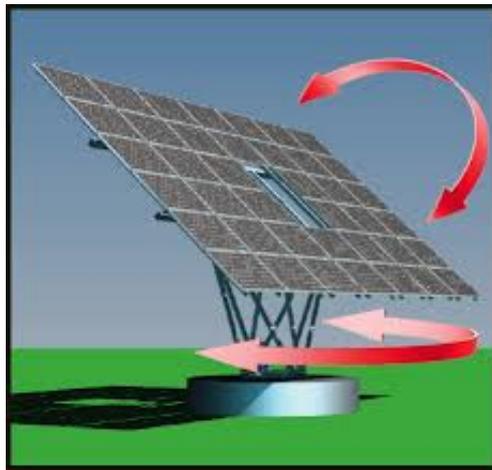


Figura 1.3: Inseguitore Solare Bi-assiale [16]

1.2 Elettrolizzatore

Quando si pensa all'idrogeno come una fonte di energia, bisogna tenere a mente che questo è solamente in grado di veicolare l'energia da una forma all'altra, quindi può solamente essere considerato un vettore energetico che deve essere prima prodotto e poi raccolto. Ad oggi le principali produzioni di idrogeno provengono da processi che utilizzano fonti fossili, che comportano quindi inevitabili sprechi ed inquinamento. Il metodo che rappresenta il miglior compromesso per ottenere l'idrogeno è quello dell'elettrolisi. Questo processo però rende necessario l'utilizzo dell'energia elettrica, la quale, se ottenuta tramite fonti fossili risulterebbe comunque inconveniente. La soluzione è quella di sfruttare questo processo utilizzando energia elettrica derivante da sole fonti rinnovabili. L'elettrolisi avviene utilizzando una corrente di ioni che attraversa una soluzione acquosa, generando all'interno di questa un campo elettrico tramite il quale si ottiene la scissione dell'ossigeno e dell'idrogeno della molecola dell'acqua.

L'idrogeno in uscita dal processo è già di ottima qualità ed è possibile sfruttarlo senza ulteriori processi di purificazione. L'elettrolizzatore è il componente che permette di trasformare l'energia elettrica in energia chimica, ovvero il componente che permette l'elettrolisi dell'acqua. Questo dispositivo è costituito da celle elettrolitiche connesse tra loro che con l'applicazione di una corrente continua permettono la scissione dell'acqua secondo:



Si producono separatamente idrogeno al catodo ed ossigeno all'anodo. La temperatura gioca un ruolo fondamentale sul funzionamento del sistema in quanto permette di diminuire la corrente da applicare alla cella elettrolitica, ma anche di diminuire le cadute di tensione e le sovratensioni elettrolitiche. Allo stesso tempo però queste temperature possono creare problemi di corrosione dei materiali ed evaporazione della soluzione, richiedendo celle pressurizzate per evitare questo. La cella elettrolitica è composta dai seguenti componenti:

- due elettrodi;
- un elettrolita;
- un separatore.

Nell'elettrolisi l'anodo è il polo positivo, sede della reazione di ossidazione, mentre il catodo è il polo negativo, sede della reazione di riduzione. Il processo è regolato da un rapporto ben definito tra la corrente che scorre all'interno della cella e la quantità di sostanza che si deposita o si sviluppa (figura 1.4). Esistono diverse tipologie di elettrolisi che differiscono tra loro per le temperature di funzionamento e per i rendimenti di trasformazione che riescono a raggiungere, le principali sono:

- Elettrolisi Alcalina: l'elettrolita è un liquido alcalino che permette l'elettrolisi senza l'utilizzo di catalizzatori nobili, questo rende la tecnologia a basso costo rispetto a quelle attualmente in uso. La temperatura di esercizio è di circa 70°C e l'efficienza del sistema raggiunge il 75-80 %.
- SOEC Elettrolisi ad Ossidi Solidi: le alte temperature permettono di ottenere rendimenti vicini al 100% ma lo svantaggio è legato alla durata dei materiali alle alte temperature.
- PEM Elettrolisi a Polimero Solido: l'elettrolita è nella forma solida ed è costituita da una membrana polimerica che è responsabile delle pressioni di esercizio elevate e delle temperature comprese tra 80-150°C, le alte pressioni permettono un risparmio nella compressione dell'idrogeno per l'accumulo.

- HTE Elettrolisi ad alte temperature: tenendo a mente che più elevata la temperatura più facilmente avviene il processo di elettrolisi, fino a diventare spontaneo per temperature di 2500°C che tuttavia risultano impraticabili, si lavora tra i 100°C e i 1000°C con la necessità di avere a disposizione vapore surriscaldato. Il limite di temperatura è dato dai materiali utilizzati e l'elettrolita deve essere solido per evitare fenomeni di corrosione. [6], [3]

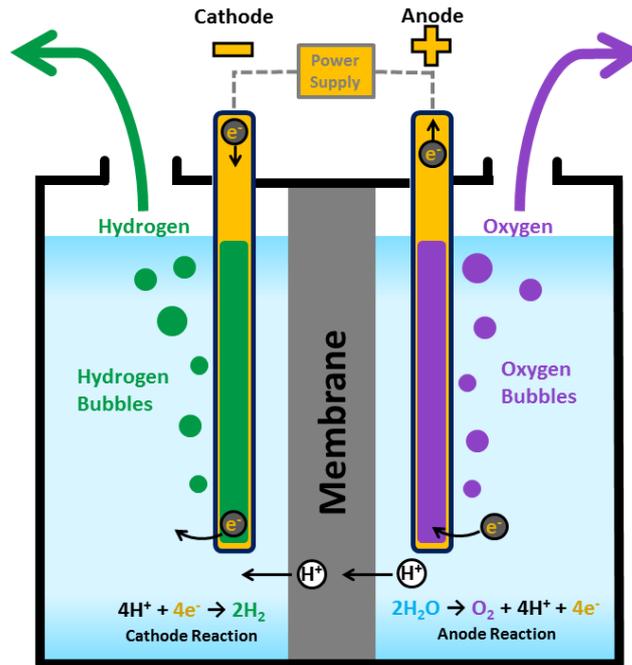


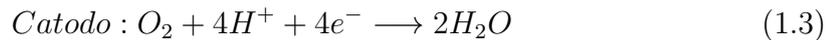
Figura 1.4: Elettrolizzatore [17]

1.3 Cella a Combustibile

Le celle a combustibile sono dei dispositivi elettrochimici che permettono la conversione dell'energia chimica in energia elettrica. Il processo avviene senza la combustione termica dell'idrogeno, cosa molto importante ai fini ambientali ma soprattutto ai fini dell'efficienza in quanto non entrano i limiti imposti dal ciclo di Carnot. La differenza con una batteria è che una cella a combustibile consuma sostanze provenienti dall'esterno e quindi fin quando si fornisce combustibile (idrogeno) e ossidante (ossigeno e aria) questa funziona senza interruzioni.

Combustibile e ossidante entrano in contatto rispettivamente con anodo e catodo, che sono a diretto contatto con l'elettrolita nelle facce opposte. Quando l'idrogeno entra in una delle celle, si attiva la produzione di ioni ed elettroni nella zona di contatto tra anodo e l'elettrolita, originando un flusso di ioni che si chiude nel catodo.

Il flusso degli elettroni viene convogliato attraverso un collegamento elettrico in modo da consentire il passaggio di corrente elettrica, il flusso di ioni scorre attraverso l'elettrolita (figura 1.5). L'elettrolita ha quindi il compito di condurre gli ioni prodotti da una reazione e consumati nell'altra. Le reazioni all'interno della cella sono:



La combinazione tra gli ioni H^+ prodotti all'anodo e l'ossigeno che lambisce il catodo, porta alla formazione di acqua, che è un prodotto di questa reazione. Oltre alla produzione di energia elettrica e acqua, il funzionamento della cella prevede la generazione di calore che deve essere asportato dalla cella per mantenere costante la temperatura. Un impianto con celle a combustibile è costituito da due sezioni principali:

- una sezione elettrochimica, costituita dalle celle che vengono alimentate all'anodo dall'idrogeno e al catodo dall'ossigeno;
- un sistema di condizionamento della potenza elettrica, che trasforma la corrente continua prodotta in corrente alternata.

Il rendimento di questi dispositivi varia tra il 40-50 % per le celle con tecnologie a bassa temperatura, mentre può raggiungere il 60% per celle ad alta temperatura dove è anche possibile sfruttare il calore che bisogna asportare dalla cella, per utilizzarlo in cicli combinati. Le tipologie di celle a combustibile sono:

- AFC (Alkaline Fuel Cell): richiedono una purezza dell'idrogeno elevata, l'elettrolita utilizzato è l'idrossido di potassio KOH e trovano impiego solo in applicazioni spaziali vista la delicatezza della cella nei confronti della qualità del combustibile e dell'ossidante.
- PEMFC (Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell): l'elettrolita è una membrana polimerica.
- PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell): l'elevata temperatura di funzionamento fa sì che questa tecnologia sia la più utilizzata in applicazioni con cogenerazione, l'elettrolita che utilizzano è l'acido fosforico.
- MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell): queste celle hanno la possibilità di sfruttare gas naturale, biogas e GPL in quanto funzionano a temperature tra 580°C e 660°C ed è garantito il reforming all'interno della cella. L'unico svantaggio è che l'elettrolita formato da una fusione di carbonati alcalini è corrosivo per gli elettrodi e diminuiscono la vita della cella.

- SOFC (Solide Oxide Fuel Cell): la temperatura di esercizio si aggira intorno ai 900°C e permettono quindi lo sfruttamento in cogenerazione dove utilizzando turbine a gas il rendimento si avvicina al 70%.
- DMFC (Direct Methanol Fuel Cell): questa tipologia è l'unica che non sfrutta l'idrogeno come combustibile ma il metanolo che è una sorgente energetica più accessibile e più facilmente immagazzinabile, lo svantaggio è che i rendimenti risultano bassi. [2], [3], [5]

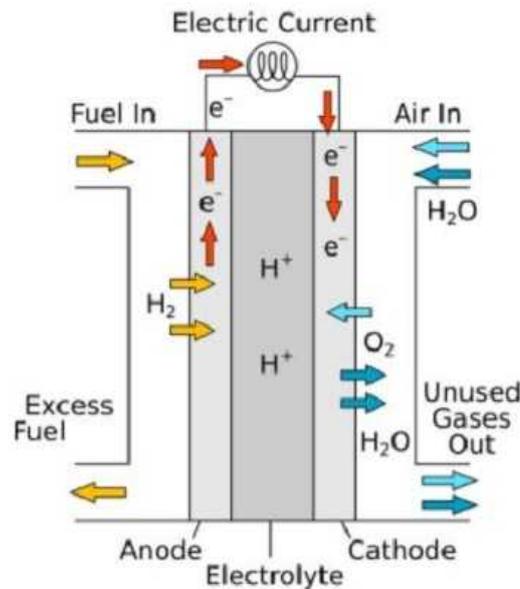


Figura 1.5: Fuel Cell [18]

1.4 Serbatoio Idrogeno

Una volta ottenuto l'idrogeno, nasce la necessità di mantenerlo disponibile per qualsiasi eventuale richiesta. Negli ultimi anni l'utilizzo dell'idrogeno per la produzione di energia ha avuto un'enorme espansione, considerando il fatto che è l'elemento maggiormente presente in natura, e che la sua combustione non produce emissioni di CO_2 . Questo vettore energetico è in grado di svolgere funzioni di stoccaggio dell'energia contribuendo ad ottimizzare la produzione di energia da fonti rinnovabili non programmabili.

L'idrogeno ha un'elevata densità di energia in rapporto al peso, ma se rapportata al volume questa densità scende drasticamente, ed è questo il problema che rende l'accumulo difficoltoso. L'idrogeno può essere immagazzinato utilizzando diversi metodi.

- **Pressurizzazione:** si utilizzano compressori per comprimere l'idrogeno all'interno di un serbatoio, questo permette di aumentare la densità di energia. I contenitori sono delle bombole costituite da acciai speciali che possono mantenere pressioni di esercizio di circa 250 bar. Il problema della compressione risulta il costo da sostenere per effettuarla, tanto che risulta inaccettabile.
- **Refrigerazione:** per risolvere il problema della bassa densità di energia, si può liquefare l'idrogeno portandolo ad una temperatura di circa -250°C mediante cicli termodinamici, per poi mantenerlo all'interno di un recipiente criogenico. La spesa per mantenere la temperatura è molto elevata e da considerare è che la temperatura a cui manteniamo l'idrogeno è vicina a quella di ebollizione, quindi un minimo apporto di energia farebbe evaporare l'idrogeno portando il gas a fuoriuscire dal recipiente. Per garantire la sicurezza, i materiali sono in materiale composito e presentano un'intercapedine nella quale viene fatto il vuoto per minimizzare gli scambi di calore. Questa tecnica nonostante sembri la più dispendiosa, ci permette di aumentare la massa contenuta in un recipiente di circa 800 volte, rispetto ad un serbatoio riempito ad idrogeno gassoso.
- **Accumulo chimico:** Una capacità dell'idrogeno è quella di legarsi facilmente con diversi metalli o leghe, formando degli idruri. L'idruro è un composto solido, che si forma per diffusione dell'idrogeno nel reticolo cristallino del metallo. Il procedimento è effettuato lavorando con pressioni di circa 25-100 bar, e avviene con generazione di calore che deve essere asportato da un adeguato sistema di raffreddamento. Il processo inverso, dove si riottiene l'idrogeno, è un processo endotermico ed ha necessità di calore per impoverire l'idruro di idrogeno. Questa caratteristica endotermica è importante per l'accoppiamento con una fuel cell che per il suo funzionamento raggiunge temperature elevate, sfruttabili per il processo di estrazione. La sicurezza è un punto forte di questo sistema di accumulo, in quanto non c'è possibilità di perdite di idrogeno se non viene fornito calore al sistema.

1.5 Batterie

Le batterie ricaricabili sono la più famosa forma di accumulo di elettricità, queste immagazzinano energia elettrica in forma elettrochimica e hanno delle reazioni di conversione totalmente reversibili. Il loro funzionamento si basa sulle reazioni di ossido-riduzione. Nelle reazioni di scarica, l'anodo si ossida cedendo elettroni, mentre il catodo si riduce acquistando elettroni. L'elettrolita permette il passaggio degli ioni positivi, mentre un circuito esterno consente il passaggio degli elettroni e quindi di corrente elettrica (figura 1.6).

Le principali batterie sono:

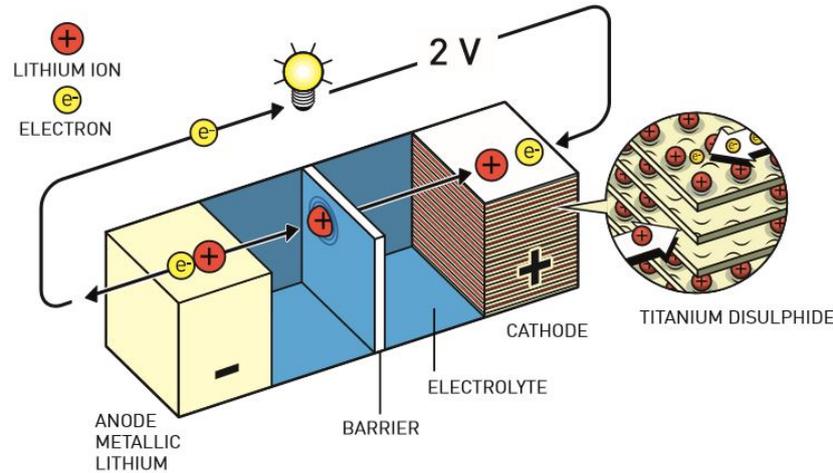


Figura 1.6: Batteria [20]

- Batterie al Piombo: alta disponibilità dei materiali, basso costo, buona affidabilità ed efficienze intorno al 70-90%. Lo svantaggio di queste sono i brevi cicli di vita (500/1000 cicli) e la bassa densità di energia pari a 30-50 Wh/l.
- Batterie al Nichel-Cadmio: le densità di potenza sono superiori rispetto alle precedenti (50-70 Wh/l) e anche la loro durata è maggiore aggirandosi attorno ai 2000-2500 cicli. Tuttavia i costi per l'acquisto risultano elevati e l'utilizzo del cadmio è problematico per la sua tossicità e quindi per lo smaltimento di questa tipologia di batterie.
- Batterie allo Solfuro di Sodio: cicli di vita paragonabili alle batterie Nichel-Cadmio (2500 cicli), efficienze dell'ordine del 75-90 %. L'energia specifica risulta molto elevata, ma lo svantaggio è che le temperature di lavoro risultano elevate e quindi necessaria la coibentazione per il corretto funzionamento.
- Batterie al Litio: tecnologia più promettente che permette di ottenere delle densità di energia pari a 130-180 Wh/kg e durata di 10000 cicli di vita. Di contro, soffrono gli abusi meccanici e termici che possono determinare fuga termica con rilascio di vapori infiammabili. [5], [7]

1.6 Rete Elettrica e Carico

Una rete elettrica viene definita come un insieme di dispositivi e attrezzature utilizzata per effettuare il passaggio di energia elettrica dai fornitori ai consumatori. La rete elettrica di potenza è collegata alle centrali che producono energia elettrica, in seguito questa verrà trasformata e trasportata in alta tensione, fino ad arrivare

alle cabine a media e bassa tensione dove si diramano le linee per la distribuzione all'utente finale. Le reti di trasmissione sono composte da percorsi ridondanti per aumentare l'affidabilità della stessa, proprio per questo motivo la gestione di queste reti risulta difficoltosa. La sua presenza all'interno del sistema, permettere la vendita o l'acquisto di energia elettrica in base alle condizioni di produzione dell'impianto e agli andamenti del prezzo dell'elettricità. Nel sistema di riferimento si è considerato un generico carico, questo può essere un'utenza civile, industriale oppure può tenere in considerazione i consumi presenti all'interno del sistema. Un esempio è la potenza assorbita dalle pompe per il prelievo dell'acqua che sarà utilizzata nel processo dell'elettrolisi oppure dei dispositivi per il controllo e la gestione dell'impianto.

Una delle peculiarità di ogni sistema elettrico è la necessità di garantire istante per istante che l'energia richiesta dall'insieme dei consumatori sia sempre bilanciata dall'energia prodotta dalle centrali elettriche. La società che si occupa dei servi di bilanciamento è Terna spa [21] e per garantire questo equilibrio utilizza un apposito mercato dove acquista i servizi necessari per assicurare costantemente la continuità e la sicurezza della fornitura di energia elettrica. Terna in qualità di gestore del sistema elettrico nazionale italiano, in caso di un problema di stabilità della rete, notifica la necessità di un ordine di bilanciamento al responsabile, detto BSP (Balance Service Provider), della prestazione del servizio offerto sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD). Il BSP modula il carico o la generazione dei partecipanti all'MSD per aumentare o diminuire l'uso di energia. I partecipanti al mercato mettono a disposizione la loro flessibilità per ricevere una remunerazione per la loro prestazione.

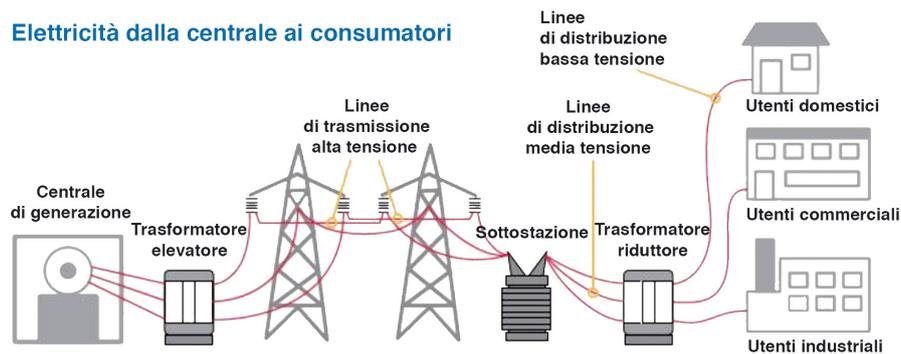


Figura 1.7: Trasmissione Energia [22]

1.7 Rete Metano

Un ulteriore passo verso il rispetto dell'ambiente e la progressiva decarbonizzazione, è stato quello di iniziare la sperimentazione per introdurre nella rete di distribuzione del gas, una piccola quantità di idrogeno. Il gas viene sfruttato tramite la sua combustione, e di contro ha emissioni di CO_2 in atmosfera. Iniettare idrogeno nella rete esistente del metano, ci permette di abbattere le emissioni dannose in atmosfera e permette anche di migliorare il processo di combustione; infatti oltre a permettere una migliore combustione rispetto al metano, la combustione dell'idrogeno non comporta emissioni di CO_2 . Quindi oltre ad utilizzarlo per la generazione di energia elettrica, sfruttando le fuel cell, si sta cercando di creare dei 'idrogenodotti', evitando di effettuare delle modifiche nella esistente rete di gasdotti. Si ritiene che non sono necessarie delle modifiche sulla rete di distribuzione per immissioni fino al 20%. La miscela così ottenuta $CH_4 + H_2$ viene anche chiamata idrometano. La connessione con la rete del metano permette di ottenere un compenso dalla vendita dell'idrogeno e quindi la presenza di un'ulteriore rete di distribuzione ci permette di aumentare le potenzialità di ottenere dei buoni profitti dall'intera struttura.

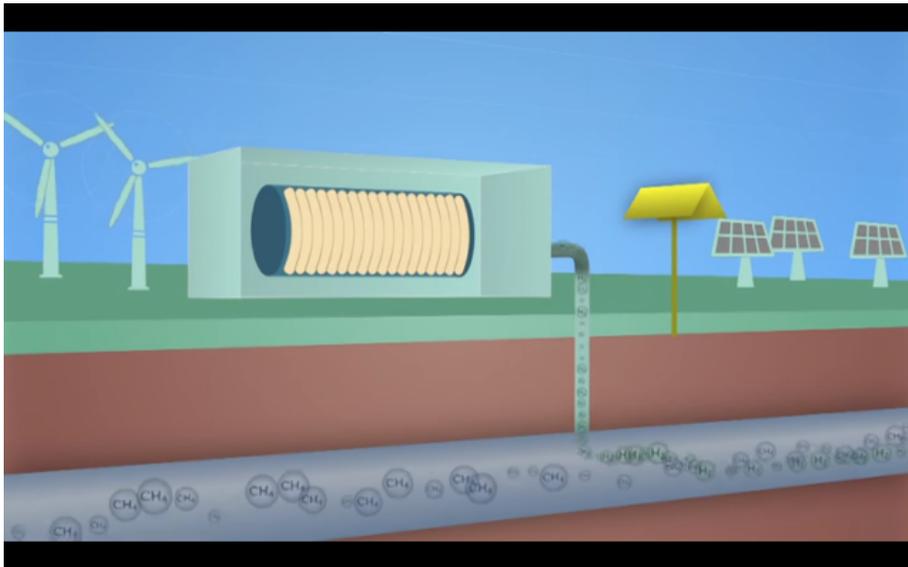


Figura 1.8: Idrogeno in rete metano [23]

Capitolo 2

Ottimizzazione Lineare MILP

2.1 Ricerca operativa

La ricerca operativa è il ramo della matematica che si occupa dei problemi decisionali che vengono analizzati mediante dei modelli matematici, questa ci permette di operare le scelte migliori per un determinato obiettivo. Bisogna tenere a mente che questa non si sostituisce ai responsabili della decisione ma fornisce una soluzione al problema utilizzando dei metodi scientifici, permettendo quindi di ottenere delle linee guida sulle decisioni da prendere.

La crescente complessità dei sistemi ha reso indispensabile l'utilizzo di strumenti automatici di decisione attraverso la modellazione matematica permettendo la risoluzione di problemi di grandi dimensioni. Ad oggi, la ricerca operativa viene utilizzata per svariati problemi come: selezioni di investimenti, pianificazione della produzione, project planning, manutenzione di beni, progettazione struttura e molti altri campi industriali. In generale questa disciplina considera tutte le metodologie utili a migliorare l'efficacia delle decisioni, quindi tiene conto di tutte le fasi del processo decisionale:

1. individuazione del problema;
2. analisi della realtà e raccolta dati;
3. costruzione del modello;
4. determinazione di una o più soluzioni;
5. analisi dei risultati ottenuti;

Per la costruzione del modello matematico si deve fornire una descrizione formalizzata del problema utilizzando il linguaggio matematico. Si dovrà quindi cercare una corrispondenza tra relazioni del mondo reale e le relazioni matematiche. Le

relazioni reali sono rappresentate da vincoli di mercato, leggi fisiche o relazioni tecnologiche, mentre le relazioni matematiche possono essere equazioni, disequazioni o dipendenze logiche. Si capisce che per costruire un modello di questo tipo è necessaria una conoscenza approfondita dell'applicazione di interesse, ed è importante che questo risulti indipendente dai dati introdotti in modo da poterlo usare in differenti occasioni con dati diversi. L'utilizzo di un approccio modellistico ci permette di effettuare esperimenti che spesso non è possibile eseguire nella realtà, permettendo di ottenere dei dati indicativi per capire come meglio poter agire sulla realtà del problema.

Un ramo della ricerca operativa è quella dell'ottimizzazione, che si occupa di problemi sintetizzabili come massimizzazione o minimizzazione di una funzione. Un modello di questo tipo è composto:

- Parametri: sono i dati del problema e rappresentano delle quantità fisse che dipendono dai componenti del sistema in esame;
- Variabili decisionali: grandezze del sistema di cui non si conosce il valore e sulle quali è possibile agire per determinare le diverse soluzioni del problema;
- Vincoli: sono delle relazioni matematiche che descrivono l'accettabilità delle soluzioni e hanno lo scopo di discriminare alcune variabili decisionali;
- Funzione Obiettivo: è la quantità da massimizzare o minimizzare ed è funzione delle variabili decisionali.

Un problema si dice lineare se la funzione obiettivo e i vincoli a cui si deve sottostare sono delle funzioni lineari, ciò vuol dire che la funzione obiettivo è della forma:

$$\sum_{i=1}^{N_v} c_i \cdot x_i = c^T \cdot x \quad (2.1)$$

dove:

- N_v \longrightarrow numero delle variabili che descrivono il problema
- c \longrightarrow il vettore colonna dei coefficienti c_i
- x \longrightarrow il vettore colonna delle variabili x_i

Ci limitiamo a presentare questa tipologia di programmazione in quanto riveste un'importanza particolare, vista la disponibilità di risolutori molti efficienti.

Esistono tre grandi classi di problemi lineari, questi differiscono per la tipologie di variabili incluse nel problema. Oltre alle variabili continue, che possono assumere qualsiasi valore all'interno di un determinato intervallo, esistono anche le variabili intere che possono assumere valori solamente interi in un certo intervallo. L'utilità

di inserire nella programmazione lineare tipologie di variabili differenti, dipende dalla creazione del modello matematico, di fronte ad un problema reale. [11], [12]

In alcuni casi infatti, si ha necessità di utilizzare variabili di tipo logico (vero, falso) e per esprimere queste variabili si utilizzano valori binari, che possono assumere solamente due valori, 0 nel caso di variabile falsa e 1 nel caso di variabile vera. In base alla tipologia di variabili contenute nel modello matematico, si possono distinguere:

- Problemi lineari continui (LP)
- Problemi lineari interi (ILP)
- Problemi lineari misto-interi (MILP)

2.2 Parametri e Variabili Decisionali

Il nostro scopo è quello di fornire un metodo di ottimizzazione per sistemi poli-generativi, in particolare si vuole mettere a disposizione uno strumento per sfruttare al meglio un sistema dove coesistono più vettori energetici.

La figura 1.1 è un esempio di questa tipologia di sistemi e vista la complessità del sistema e la necessità di non far entrare in conflitto più componenti, il problema che ci troviamo di fronte è del tipo misto MILP. Per risolvere questo problema di ottimizzazione si è sviluppato un programma in Python, in particolare si è utilizzato il pacchetto 'Pulp' presente tra le librerie del programma. Per iniziare a sviluppare il programma, sono stati inseriti tutti i dati e tutte le variabili, dividendole per ogni componente:

- Impianto Fotovoltaico:
Oltre a conoscere le caratteristiche tecniche ed economiche dell'impianto, nota deve essere anche la produzione oraria di questo, che verrà fornita al programma sotto forma di file 'Comma-separated values' dove sono presenti i *MWh* prodotti per ogni ora durante tutto l'anno.
La produzione oraria viene inserita nel programma tramite una lista dal nome 'PV' e il calcolo di questa può essere effettuato utilizzando il simulatore 'PVGIS' che permettere di simulare la produzione di un impianto fotovoltaico nota la sua ubicazione e la sua potenza nominale. Questa lista conterrà in sequenza i MWh prodotti in tutto l'anno.

$$PV = [E_{PV}(t_k), E_{PV}(t_{k+1}), \dots] \text{ [MWh]}$$

- Carico Elettrico:
In un sistema poli-generativo di questo tipo è possibile assumere che il carico

elettrico rappresenti i consumi dei dispositivi elettrici per il corretto funzionamento dell'impianto, come pompe o dispositivo di controllo, oppure può anche rappresentare un utenza che il sistema deve alimentare. Il carico verrà tenuto in considerazione dal programma tramite file 'Comma-separated values', dove viene riportato per ogni ora il consumo previsto nel corso dell'anno. In questo modo qualsiasi tipo di carico può essere inserito nel software di analisi.

$$Load = [Load(t_k), Load(t_{k+1}), \dots] \text{ [MWh]}$$

- Rete Elettrica:

I rapporti del sistema con la rete elettrica vengono sanciti dall'acquisto e la vendita dell'energia elettrica, per questo motivo si ha necessità di conoscere i prezzi dell'energia. L'andamento del prezzo di vendita dell'energia elettrica, come nel caso della produzione fotovoltaica, viene inserito in 'Comma-separated values' e con i dati presentati ora per ora.

$$cs = [c_s(t_k), c_s(t_{k+1}), \dots] \text{ [€/MWh]}$$

Il prezzo di acquisto viene fissato pari al prezzo di vendita ma in questo caso bisogna considerare, in aggiunta, gli oneri di sistema, ovvero quella quota parte che non rientra nei consumi ma è relativa alla gestione del sistema da parte del distributore.

$$c_p = c_s + c_{grid} \text{ [€/MWh]} \quad (2.2)$$

Le potenze che il sistema scambia con la rete sono delle variabili per il nostro problema, in quanto dovranno essere ottimizzate per la migliore gestione economica del sistema poli-generativo.

- P_s [MW] → Potenza venduta sulla rete Elettrica
- P_p [MW] → Potenza acquistata dalla rete Elettrica

- Elettrolizzatore:

L'equazione che regola la produzione di idrogeno è la seguente:

$$q_{el}(t_k) = \eta_{el} \cdot K_{el} \cdot P_{el}(t_k) \quad (2.3)$$

dove:

- η_{el} → efficienza elettrolizzatore (dipendente dalla tecnologia utilizzata);
- $K_{el} = 21.25 \text{ kg/MWh, (273 K, 1 bar)}$ → costante operativa.

La quantità d'acqua necessaria per permettere la trasformazione è legata alla massa di idrogeno prodotta, secondo la (2.4).

$$m_{H_2O} = 9 \cdot m_{H_2} \text{ [kg]} \quad (2.4)$$

La quantità di idrogeno prodotta dipenderà dalla potenza elettrica fornita all'elettrolizzatore e rientrerà quindi tra le variabili del problema:

– $P_{el}(t_k)$ MW \longrightarrow Potenza Elettrolizzatore

Seguendo l'approccio proposto nella pubblicazione [10], si calcola il costo operativo del componente a partire dai costi relativi all'ammortamento delle spese di investimento, durante la vita utile dell'impianto, a cui si sommano i costi di manutenzione:

$$c_{el} = \frac{C_{el_i}}{L_{el}} + c_{el_m} \text{ [€/h]} \quad (2.5)$$

dove:

- $C_{el_i} = c_{el_i} \cdot P_{el_{max}}$ [€] \longrightarrow costo investimento
- c_{el_i} [€/kW] \longrightarrow costo unitario del componente
- L_{el} [h] \longrightarrow vita utile
- c_{el_m} [€/h] \longrightarrow costo manutenzione orario

- Cella a Combustibile:

L'equazione alla base del funzionamento è:

$$q_{fc}(t_k) = \frac{P_{fc}(t_k)}{\eta_{fc} \cdot H_i} \quad (2.6)$$

dove:

- η_{FC} \longrightarrow efficienza della cella a combustibile (dipendente dalla tecnologia utilizzata);
- $H_i = 0.033$ MWh/kg, (273 K, 1 bar) \longrightarrow costante operativa.

Come variabile per tenere conto della sua produzione utilizzeremo:

– $P_{fc}(t_k)$ MW \longrightarrow Potenza Fuel Cell

I costi, come fatto per l'elettrolizzatore nell'equazione 2.5:

$$c_{fc} = \frac{C_{fc_i}}{L_{fc}} + c_{fc_m} \text{ [€/h]} \quad (2.7)$$

dove:

- $C_{fc_i} = c_{fc_i} \cdot P_{fc_{max}}$ [€] → costo investimento
- c_{fc_i} [€/kW] → costo unitario
- L_{fc} [h] → vita utile
- c_{fc_m} [€/h] → costo manutenzione orario

- Rete Metano:

La connessione con la rete del metano permette di ottenere un compenso dalla vendita dell'idrogeno, il limite massimo viene inserito come portata massima sulla cessione dell'idrogeno che verrà considerata con la variabile:

- $q_{grid}(t_k)$ [kg/h] → Idrogeno venduto sulla Rete Metano

Non esistendo un mercato per la vendita dell'idrogeno, il suo prezzo di vendita, viene calcolato effettuando un'equivalenza energetica utilizzando come prezzo di riferimento quello del metano. I dati da cui estrarre questo valore sono:

- $c_{CH_4}(t_k)$ [€/MWh] → Prezzo di vendita del metano;
- PCS_{H_2} [MWh/kg] → Potere calorifico superiore dell'idrogeno;
- η_{el} → efficienza elettrolizzatore, da cui deriva l'idrogeno.

Per ottenere il prezzo di vendita per unità di massa dell'idrogeno:

$$c_{H_2}(t_k) = c_{CH_4}(t_k) \cdot \frac{PCS_{H_2}}{\eta_{el}} \text{ [€/kg]} \quad (2.8)$$

I ritorni dalla vendita dell'idrogeno saranno dati da:

$$R_{H_2} = c_{H_2} \cdot q_{grid}(t_k) \text{ [€]} \quad (2.9)$$

- Serbatoio Idrogeno:

Avendo a disposizione una certa quantità di idrogeno derivante dall'elettrolisi, il sistema viene dotato di un serbatoio per il suo accumulo che ci permette di utilizzarlo in un tempo futuro. L'intento è quello di vendere l'idrogeno o utilizzare l'energia elettrica, tramite Fuel Cell, quando i prezzi dell'idrogeno o dell'energia elettrica permettono di ottenere un buon corrispettivo economico.

La logica è quella di produrre idrogeno nelle ore in cui i prezzi di vendita sono bassi, per poi venderlo quando i prezzi tornano ad essere adeguati per ottenere un buon profitto. Lo stato di questo sistema di accumulo dipende dalle masse di idrogeno gestite dall'elettrolizzatore e dalla fuel cell, oltre che alla massa di idrogeno che può essere venduta sulla rete di distribuzione del gas. Le variabili per tenere in considerazione i flussi in uscita e in entrata sono:

- $q_{tank_{in}}(t_k)$ kg/h \rightarrow Idrogeno ingresso Serbatoio
- $q_{tank_{out}}(t_k)$ kg/h \rightarrow Idrogeno uscita Serbatoio
- $M_{tank}(t_k)$ % \rightarrow Stato riempimento Serbatoio di Idrogeno

L'equazione 2.10 costituisce l'accoppiamento tra istanti di tempo diversi ed è l'espressione che regola il riempimento del serbatoio.

$$M_{tank}(t_k) = M_{tank}(t_{k-1}) + \frac{(q_{tank_{in}}(t_k) - q_{tank_{out}}(t_k))}{M_{tanker}} \cdot \Delta t \cdot 100 \quad (2.10)$$

I costi per la gestione del sistema di accumulo sono:

$$c_{tank} = \frac{C_{tank_i}}{L_{tank}} + c_{tank_m} \text{ [€/h]} \quad (2.11)$$

- $C_{tank_i} = c_{tank_i} \cdot M_{tanker}$ [€] \rightarrow costo investimento
- c_{tank_i} [€/kg] \rightarrow costo unitario serbatoio
- L_{tank} [h] \rightarrow vita utile
- c_{tank_m} [€/h] \rightarrow costo manutenzione orario

Bisogna ricordare che i costi operativi appena mostrati non tengono conto degli oneri per la liquefazione dell'idrogeno. Il prezzo per l'utilizzo di questo componente risulta nella realtà più elevato, tuttavia per semplicità trascureremo questi.

- Batteria:

Nonostante il serbatoio di idrogeno è a tutti gli effetti un accumulatore di energia chimica, un ulteriore sistema di accumulo viene previsto per il sistema nel caso l'utilizzo dell'elettrolizzatore risulti essere economicamente dispendioso. Per tenere sotto controllo lo stato del pacco batterie si introducono due variabili per differenziare la carica e la scarica

- $P_{bc}(t_k)$ MW \rightarrow Potenza in entrata in Batteria
- $P_{bd}(t_k)$ MW \rightarrow Potenza in uscita dalla Batteria

- $Soc_{batt}(t_k)$ % \longrightarrow Stato di carica della batteria

Anche in questo caso siamo in presenza di un sistema di accumulo e quindi come fatto nell'equazione 2.10, si legano tra loro gli istanti temporali utilizzando la seguente espressione :

$$Soc_{batt}(t_k) = Soc_{batt}(t_{k-1}) + \frac{(P_{bc}(t_k) \cdot \eta_{bc} - \frac{P_{bd}(t_k)}{\eta_{bd}})}{E_{batt}} \cdot \Delta t \cdot 100 \quad (2.12)$$

A differenza degli altri componenti, il pacco batterie ha un costo operativo dato solamente dall'ammortamento del costo di investimento e dai rendimenti interni di questo, quindi è possibile non considerare i costi di manutenzione per il funzionamento. [10]

$$c_{bc} = \frac{C_{batt_i}}{L_{batt} \cdot \eta_{bc} \cdot \eta_{bd} \cdot E_{batt}} \quad [\text{€/h}] \quad (2.13)$$

$$c_{bd} = \frac{C_{batt_i}}{L_{batt} \cdot \eta_{bd} \cdot E_{batt}} \quad [\text{€/h}] \quad (2.14)$$

dove:

- $C_{batt_i} = c_{batt_i} \cdot E_{batt}$ [€] \longrightarrow costo investimento
- c_{batt_i} [€/kWh] \longrightarrow costo unitario
- L_{tank} [cicli] \longrightarrow durata equivalente
- η_{bc} \longrightarrow efficienza carica
- η_{bd} \longrightarrow efficienza scarica

2.3 Formulazione Problema di Ottimizzazione

Tornando alla formulazione del MILP, bisogna adesso definire le due matrici c e x accennate nell'equazione (2.1). La matrice x è il vettore colonna delle variabili introdotte per i vari componenti, riassumendo:

- $P_{el}(t_k)$ MW \longrightarrow Potenza Elettrolizzatore
- $P_{fc}(t_k)$ MW \longrightarrow Potenza Fuel Cell
- $P_{bc}(t_k)$ MW \longrightarrow Potenza in entrata in Batteria
- $P_{bd}(t_k)$ MW \longrightarrow Potenza in uscita dalla Batteria

- $P_s(t_k)$ MW \rightarrow Potenza venduta sulla Rete Elettrica
- $P_p(t_k)$ MW \rightarrow Potenza acquistata dalla Rete Elettrica
- $q_{grid}(t_k)$ kg/h \rightarrow Idrogeno venduto sulla Rete Metano
- $q_{tank_{in}}(t_k)$ kg/h \rightarrow Idrogeno ingresso Serbatoio
- $q_{tank_{out}}(t_k)$ kg/h \rightarrow Idrogeno uscita Serbatoio

Oltre a queste devono essere introdotte delle variabili binarie, sia per definire lo stato di ON/OFF [1/0], sia per vincolare la contemporanea attivazione di più componenti. La presenza di queste rende il problema generale di tipo misto, invece che un semplice problema lineare. Queste risultano:

- $\delta_{el}(t_k)$ \rightarrow Attivazione Elettrolizzatore
- $\delta_{fc}(t_k)$ \rightarrow Attivazione Fuel Cell
- $\delta_s(t_k)$ \rightarrow Attivazione Vendita sulla Rete Elettrica
- $\delta_p(t_k)$ \rightarrow Attivazione Acquisto dalla Rete Elettrica
- $\delta_{bc}(t_k)$ \rightarrow Attivazione Ricarica Batteria
- $\delta_{bd}(t_k)$ \rightarrow Attivazione Scarica Batteria
- $\delta_{grid}(t_k)$ \rightarrow Attivazione Vendita Idrogeno sulla Rete Metano
- $\delta_{in}(t_k)$ \rightarrow Attivazione Entrata Idrogeno Serbatoio
- $\delta_{out}(t_k)$ \rightarrow Attivazione Uscita Idrogeno Serbatoio

Bisogna interpretare gli istanti t_k come degli intervalli di tempo. Infatti i dati di partenza, quale la produzione fotovoltaica, viene fornita in un lasso temporale. Il numero e la durata degli intervalli di tempo dipendono quindi dai dati di partenza, che in genere utilizzano intervalli di un ora per descrivere l'intera giornata.

$$N_{int} \cdot \Delta t = 24 \text{ h} \quad (2.15)$$

dove:

- N_{int} \rightarrow Numero di Intervalli
- $\Delta t = t_k = 1 \text{ h}$ \rightarrow Intervallo di tempo

Utilizzando questa base temporale oraria, possiamo trascurare tutti i fenomeni che avvengono in scale di tempo molto più piccole, come per esempio i fenomeni interni ai sistemi di conversione, che altrimenti richiederebbero la loro modellizzazione. Avendo descritto tutte le variabili del problema, non ci resta che descrivere le relazioni che le rendono linearmente dipendenti. Si passa quindi alle relazioni di bilancio dei nodi e ai vincoli a cui le variabili devono sottostare.

Bilancio Nodo Elettrico

In ogni k -th intervallo di tempo verrà considerata positiva la potenza entrante nel nodo.

$$\left. \begin{aligned} &PV(t_k) - Load(t_k) \cdot \Delta t + \\ &+ P_p(t_k) \cdot \Delta t - P_s(t_k) \cdot \Delta t + \\ &- P_{el}(t_k) \cdot \Delta t + P_{fc}(t_k) \cdot \Delta t + \\ &- P_{bc}(t_k) \cdot \Delta t + P_{bd}(t_k) \cdot \Delta t = 0 \end{aligned} \right\} k = 1, \dots, N_{int} \quad (2.16)$$

I primi vincoli che bisogna rispettare sono quelli relativi alle potenze di funzionamento dei componenti, infatti come detto in precedenza questi devono rispettare certi intervalli di funzionamento.

$$0 \leq P_{bc}(t_k) \leq \delta_{bc}(t_k) \cdot P_{bc_{max}} \quad (2.17)$$

$$0 \leq P_{bd}(t_k) \leq \delta_{bd}(t_k) \cdot P_{bd_{max}} \quad (2.18)$$

$$0 \leq P_s(t_k) \leq \delta_s(t_k) \cdot P_{s_{max}} \quad (2.19)$$

$$0 \leq P_p(t_k) \leq \delta_p(t_k) \cdot P_{p_{max}} \quad (2.20)$$

$$\delta_{el}(t_k) \cdot P_{el_{min}} \leq P_{el}(t_k) \leq \delta_{el}(t_k) \cdot P_{el_{max}} \quad (2.21)$$

$$\delta_{fc}(t_k) \cdot P_{fc_{min}} \leq P_{fc}(t_k) \leq \delta_{fc}(t_k) \cdot P_{fc_{max}} \quad (2.22)$$

$$Soc_{min} \leq Soc(t_k) \leq Soc_{max} \quad (2.23)$$

Inoltre, non sempre l'attivazione contemporanea dei componenti è consentita. Ad esempio, il funzionamento contemporaneo tra fuel cell ed elettrolizzatore comporta la sola perdita di energia per colpa dei loro rendimenti interni. Significherebbe prelevare energia elettrica per produrre idrogeno tramite l'elettrolisi per poi rigettare nel nodo elettrico questa energia tramite la cella a combustibile.

$$0 \leq \delta_{el}(t_k) + \delta_{fc}(t_k) \leq 1 \quad (2.24)$$

Gli altri due vincoli di attivazione riguardano le batterie e la rete elettrica, in entrambi i casi il flusso di potenza che si scambiano con il nodo elettrico deve essere istantaneamente unidirezionale.

$$0 \leq \delta_s(t_k) + \delta_p(t_k) \leq 1 \quad (2.25)$$

$$0 \leq \delta_{bc}(t_k) + \delta_{bd}(t_k) \leq 1 \quad (2.26)$$

Lo stato delle batterie alla fine del periodo di analisi, deve essere pari a quello iniziale, quindi:

$$\sum_{k=1}^{N_p} [P_{bc}(t_k) - P_{bd}(t_k)] = 0 \quad (2.27)$$

Bilancio Nodo Idrogeno

Come fatto in precedenza, in ogni k -th intervallo di tempo verrà considerata positiva la massa di idrogeno entrante nel nodo.

$$\left. \begin{aligned} &+ q_{el}(t_k) \cdot \Delta t - q_{fc}(t_k) \cdot \Delta t - q_{grid}(t_k) \cdot \Delta t + \\ &- q_{tank_{in}}(t_k) \cdot \Delta t + q_{tank_{out}}(t_k) \cdot \Delta t = 0 \end{aligned} \right\} k = 1, \dots, N_{int} \quad (2.28)$$

Anche in questo nodo esistono dei limiti da rispettare:

$$0 \leq q_{grid}(t_k) \leq \delta_{grid}(t_k) \cdot q_{grid_{max}} \quad (2.29)$$

$$0 \leq q_{tank_{in}}(t_k) \leq \delta_{in}(t_k) \cdot q_{tank_{max}} \quad (2.30)$$

$$0 \leq q_{tank_{out}}(t_k) \leq \delta_{out}(t_k) \cdot q_{tank_{max}} \quad (2.31)$$

$$M_{tank_{min}} \leq M_{tank}(t_k) \leq M_{tank_{max}} \quad (2.32)$$

L'unico vincolo di contemporaneità da rispettare è legato ai flussi di idrogeno nel serbatoio, non è possibile avere nello stesso istante una massa di idrogeno entrante e una massa di idrogeno in uscita.

$$0 \leq \delta_{in}(t_k) + \delta_{out}(t_k) \leq 1 \quad (2.33)$$

Visto che è presente un sistema di accumulo è necessario che alla fine del periodo di analisi, lo stato finale del serbatoio risulti identico a quello iniziale, per fare ciò utilizzeremo il seguente vincolo:

$$\sum_{k=1}^{N_p} [q_{tank_{in}}(t_k) - q_{tank_{out}}(t_k)] = 0 \quad (2.34)$$

Funzione obiettivo

L'ottimizzazione risulta essere indispensabile per trovare la migliore allocazione delle potenze rese disponibili dalla produzione fotovoltaica. Bisogna però specificare cosa rende migliore un'alternativa rispetto ad un'altra. La funzione che ci permette di preferire una via piuttosto che un'altra è quella che tiene conto dei costi da sostenere. L'obiettivo dell'ottimizzazione è quindi cercare di minimizzare questa funzione:

$$\sum_{k=1}^{N_p} \min \begin{cases} + c_{el} \cdot \delta_{el}(t_k) \cdot \Delta t + c_{fc} \cdot \delta_{fc}(t_k) \cdot \Delta t + \\ - c_s(t_k) \cdot P_s(t_k) \cdot \Delta t + c_p \cdot P_p(t_k) \cdot \Delta t + \\ - c_{H_2} \cdot q_{grid}(t_k) \cdot \Delta t + c_{tank} \cdot \Delta t + \\ + c_{bc} \cdot P_{bc}(t_k) \cdot \Delta t + c_{bd} \cdot P_{bd}(t_k) \cdot \Delta t \end{cases} \quad (2.35)$$

La sommatoria deve intendersi estesa al periodo di analisi considerato e ricordiamo che gli istanti (t_k) sono in realtà degli intervalli di tempo in cui è stata misurata l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico. Il programma di ottimizzazione deve tenere conto di $N_{vh} = 18$ variabili per ogni ora del periodo di analisi considerato. Di queste $N_{vih} = 9$ sono le variabili intere binarie, mentre $N_{vch} = 9$ sono le variabili continue. La distinzione è fatta in quanto il costo computazionale per le operazioni di calcolo sale esponenzialmente quando siamo in presenza di variabili intere. Per esempio, nel caso si voglia procedere ad un'analisi che tiene conto di tutto l'anno:

$$N_v = N_{vh} \cdot N_p = 18 \cdot 24 \text{ ore/giorno} \cdot 365 \text{ giorni/anno} = 157,680 \text{ variabili} \quad (2.36)$$

$$N_{vi} = N_{vih} \cdot N_p = 9 \cdot 24 \text{ ore/giorno} \cdot 365 \text{ giorni/anno} = 78,840 \text{ variabili} \quad (2.37)$$

$$N_{vc} = N_{vch} \cdot N_p = 9 \cdot 24 \text{ ore/giorno} \cdot 365 \text{ giorni/anno} = 78,840 \text{ variabili} \quad (2.38)$$

Capitolo 3

Risultati Problema di Ottimizzazione

Dopo aver realizzato il software effettueremo delle analisi su particolari sistemi, in modo da poter studiare il comportamento di questi al variare di alcuni parametri. Essendo partiti da zero, prima di procedere con l'analisi, si è dovuta verificare la reale funzionalità del programma. A tale scopo è stata eseguita un'analisi di un sistema semplificato in modo da confrontarla con dei dati già verificati.

3.1 Verifica Funzionalità

Per poter verificare questa attendibilità ci siamo basati su un programma scritto in Python e già testato. Il programma in questione, si basa sul semplice sistema di figura 3.1 e lavora confrontando i prezzi di vendita dell'energia elettrica e i prezzi di vendita dell'idrogeno. In base al valore più elevato, decide cosa farne dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico. Utilizzando gli stessi dati di partenza del software di riferimento e eliminando dall'analisi i componenti superflui, è possibile confrontare i risultati estratti dai due programmi. In seguito chiameremo 'H2-MILP' il software da noi sviluppato e 'PV-H2' il riferimento con cui confronteremo i risultati.

Per uniformare i due sistemi, il programma è stato dotato di indici binari che hanno lo scopo di tirare fuori dal sistema determinati componenti e rispettivi costi. Utilizzando quindi $[0/1]$ all'inizio del programma è possibile stabilire quali componenti considerare nell'analisi. Il programma non farà altro che disattivare le variabili dei componenti esclusi ponendo queste come costanti nulle. Escludendo quindi i seguenti componenti:

- Fuel Cell
- Serbatoio

- Batterie
- Carico
- Acquisto energia dalla rete elettrica
- Costo di tutti i componenti
- Oneri di Sistema

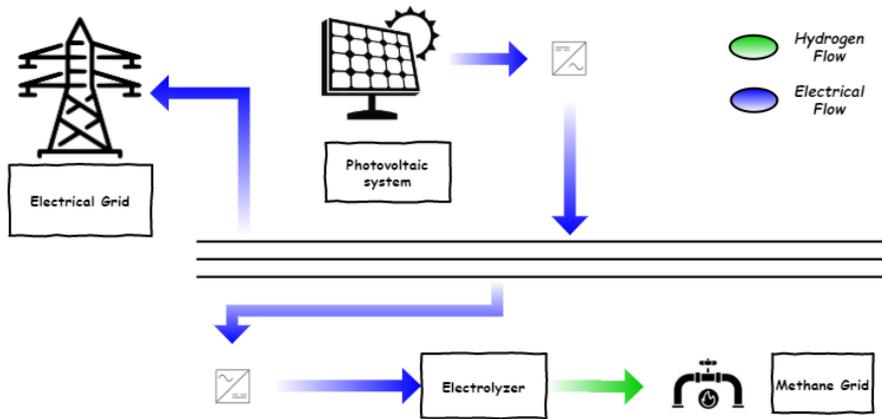


Figura 3.1: Sistema di Riferimento

I dati di targa dei componenti utilizzati per l'analisi sono:

- Impianto Fotovoltaico:

$$PV_{rate} = 120 \text{ MW} \quad (3.1)$$

- Rete Elettrica:

$$P_{s_{max}} = 200 \text{ MW} \quad (3.2)$$

- Elettrolizzatore:

$$P_{el_{max}} = 20 \text{ MW} \quad (3.3)$$

$$P_{el_{min}} = 20\% \cdot P_{el_{max}} = 4 \text{ MW} \quad (3.4)$$

$$\eta_{el} = 0.7 \quad (3.5)$$

$$c_{el} = 160.00 \text{ €/h} \quad (3.6)$$

- Rete Metano:

$$q_{grid_{max}} = 1000 \text{ kg/h} \quad (3.7)$$

Il prezzo di vendita dell'idrogeno viene fissato pari a:

$$c_{H_2} = 4.24 \text{ €/kg} \quad (3.8)$$

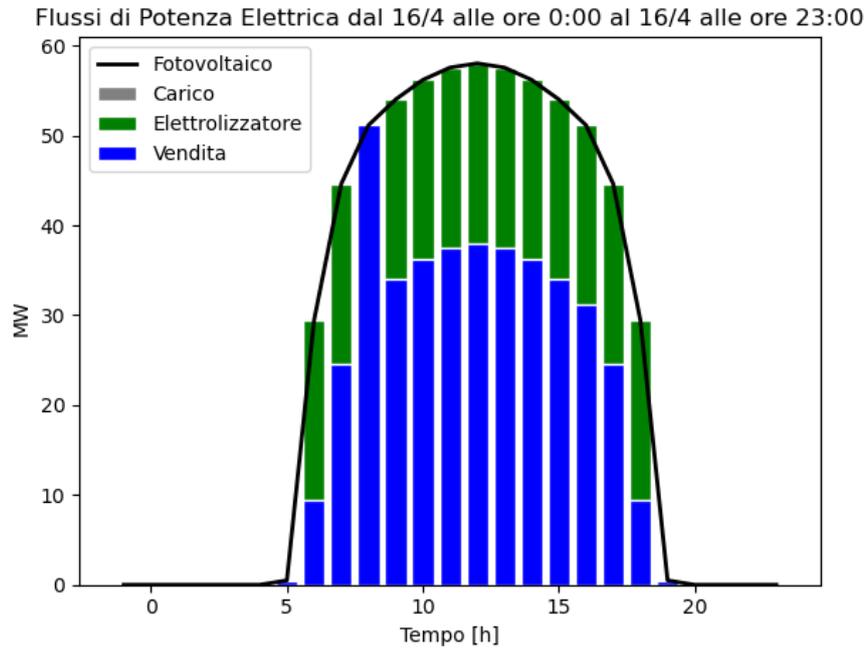
Il sistema risulta adesso identico nei due programmi. Per confrontare i risultati si usano come riferimento i guadagni derivanti dalla vendita dell'idrogeno e i guadagni derivanti dalla vendita dell'energia elettrica. Il periodo di analisi viene fissato ad un solo giorno per poter valutare al meglio i risultati e perché risulterebbe solamente dispendioso in termini di tempo. Infatti, vista la mancanza di termini di accumulo le equazioni sono disaccoppiate tra di loro nel tempo, quindi se l'ottimizzazione funziona per un solo giorno, sarà verificata anche per tutto l'anno. Il giorno di analisi è il 16 Aprile.

Tabella 3.1: Risultati Verifica

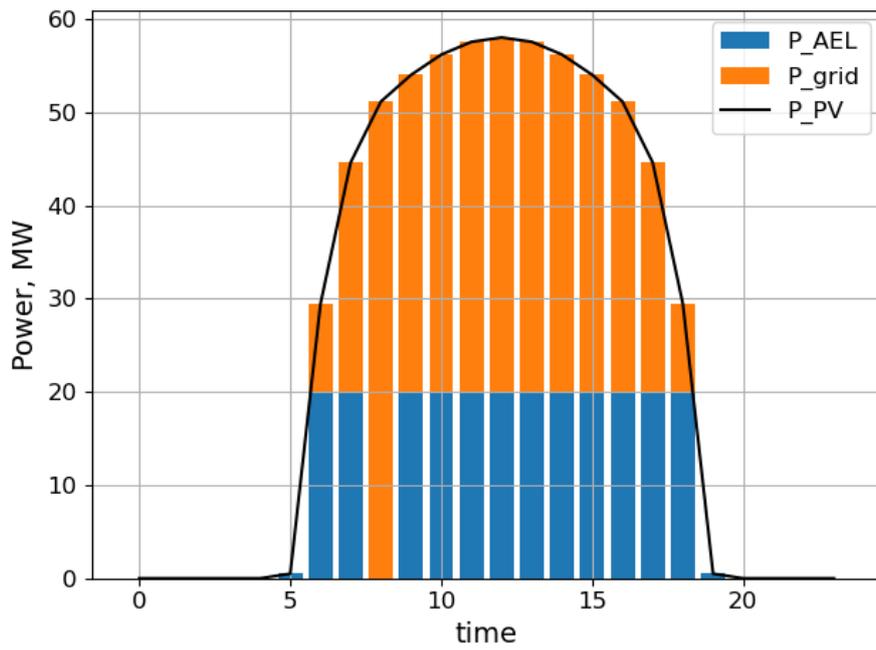
	H2-MILP	PV-H2
Revenue Electrical	21.20 k€	21.20 k€
Revenue H2	15.10 k€	15.20 k€

I risultati, come possiamo vedere dalla tabella, sono molto vicini tra loro e la differenza tra i ritorni economici dell'idrogeno derivano da approssimazioni effettuate sul prezzo dell'idrogeno nella nostra ottimizzazione.

Dalla figura 3.2, che mostra l'allocazione della potenza in entrambi i programmi, notiamo come il comportamento dei due programmi è praticamente identico. Entrambi i grafici mostrano come viene sfruttato al massimo l'elettrolizzatore per l'intera giornata, mentre la restante parte di energia viene venduta sulla rete elettrica. Lo scopo è quello di vendere la maggior quantità di idrogeno e per questo la potenza fornita per l'elettrolisi risulta massima, ovvero pari a 20 MW. In una sola ora risulta nulla la potenza fornita all'elettrolizzatore e tutta l'energia prodotta viene ceduta alla rete elettrica.



(a) H2-MILP



(b) PV-H2

Figura 3.2: Confronto Risultati

Il motivo risulta chiaro dalla figura 3.3 che riporta i prezzi di vendita giornalieri di idrogeno e di energia elettrica. Il prezzo dell'idrogeno è sempre più elevato di quello dell'energia elettrica, a parte in due intervalli di tempo. Uno è proprio quello dove si preferisce vendere tutta l'energia in rete, invece che far lavorare l'elettrolizzatore, mentre l'altro è relativo ad un intervallo dove la produzione fotovoltaica è nulla e quindi non c'è nessuna potenza da allocare.

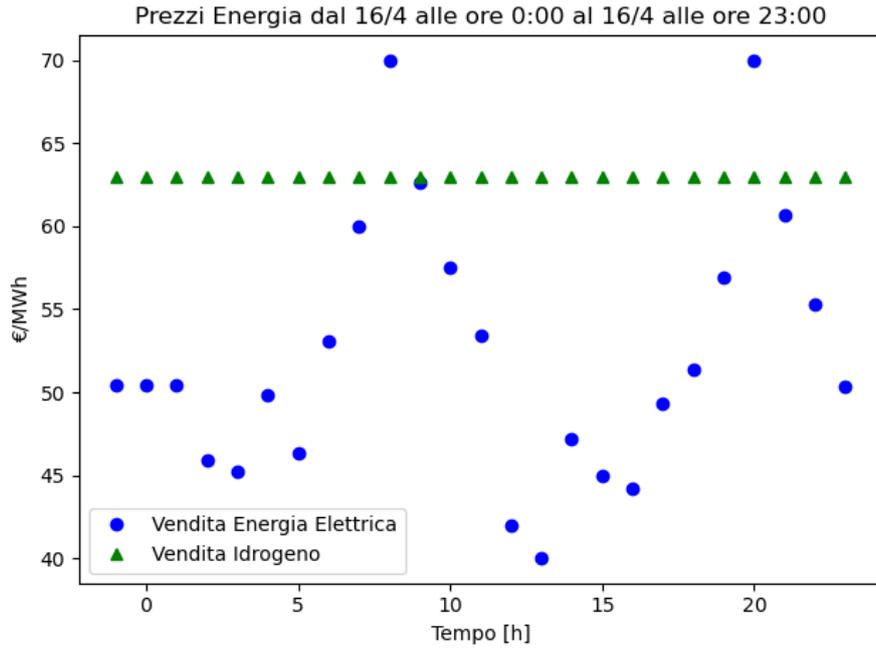


Figura 3.3: Prezzi Energia

3.2 Caso studio: Sistema poli-generativo con Accumulo di Idrogeno

Una volta effettuate la verifica siamo certi che l'impostazione del problema è corretta e che le analisi mostrano dei risultati attendibili. In questa sezione analizzeremo un sistema come quello di figura 3.4, che risulta avere come base il sistema che abbiamo appena verificato, con l'aggiunta di componenti utili all'accumulo e alla riconversione dell'idrogeno in energia elettrica.

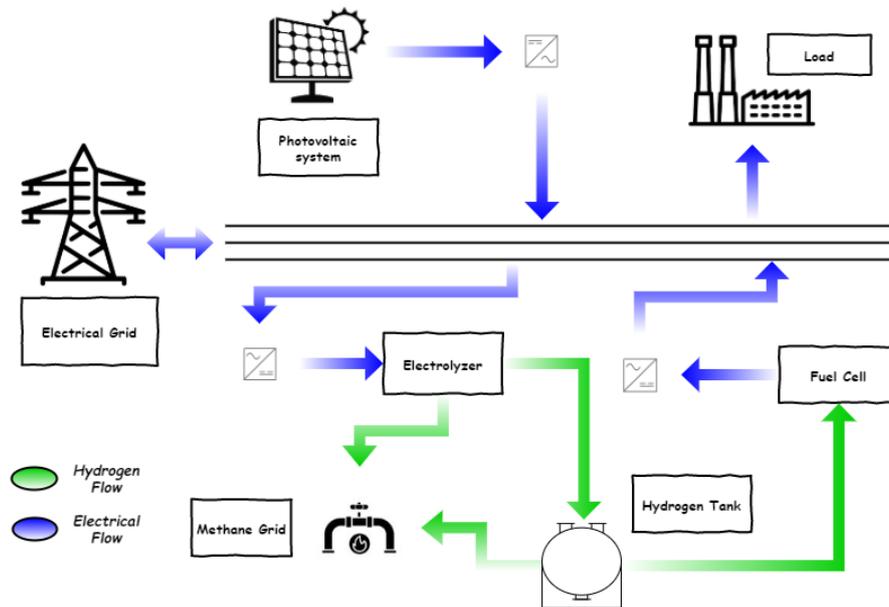


Figura 3.4: Sistema multi-generativo

Gli elementi con cui andremo ad espandere il sistema preso come riferimento per la verifica sono:

- Fuel Cell
- Serbatoio Idrogeno
- Acquisto energia elettrica dalla rete
- Carico
- Costo Componenti
- Oneri di sistema

I dati dei componenti utilizzati in questo caso sono:

- Impianto Fotovoltaico:

La potenza di picco del sistema fotovoltaico in esame è:

$$PV_{rate} = 120 \text{ MW} \quad (3.9)$$

Per la sua realizzazione, comprensiva di trasformatori ed inverter per l'interfacciamento con la rete elettrica, si tengono in considerazione i seguenti costi:

- $c_{pv_i} = 500.00 \text{ €/kW} \rightarrow$ costo unitario
- $C_{pv_i} = c_{pv_i} \cdot PV_{rate} = 60.00 \text{ M€} \rightarrow$ costo totale
- $C_{pv_m} = 20\% \cdot C_{pv_i} = 12.00 \text{ M€} \rightarrow$ costo totale manutenzione

- Carico Elettrico:

Per il carico elettrico si considera un funzionamento a potenza costante.

$$Load(t_k) = cost = 50 \text{ kW} \quad (3.10)$$

- Rete Elettrica:

Si prevede che il gestore di rete fissi dei vincoli in potenza per la stabilità della stessa.

$$P_{smax} = P_{pmax} = 200 \text{ MW} \quad (3.11)$$

Gli oneri di sistema questa volta tenuti in considerazione sono:

$$c_{grid} = 60.00 \text{ €/MWh} \quad (3.12)$$

- Elettrolizzatore:

L'elettrolizzatore scelto, per mantenere il processo di elettrolisi necessita di lavorare all'interno di un certo range di potenza ed inoltre ha un suo rendimento:

$$P_{elmax} = 20 \text{ MW} \quad (3.13)$$

$$P_{elmin} = 20\% \cdot P_{elmax} = 4 \text{ MW} \quad (3.14)$$

$$\eta_{el} = 0.7 \quad (3.15)$$

Per ottenere come prodotto finale l'idrogeno bisogna tuttavia sostenere dei costi per ogni ora di funzionamento di questo componente.

- $c_{el_i} = 200.00 \text{ €/kW}$
- $C_{el_i} = c_{el_i} \cdot P_{el_{max}} = 4.00 \text{ M€}$
- $L_{el} = 30,000 \text{ h}$
- $c_{el_m} = \frac{20\% \cdot C_{el_i}}{L_{el}} = 26.67 \text{ €/h}$

$$c_{el} = 160.00 \text{ €/h} \quad (3.16)$$

- Fuel Cell:

Anche la fuel cell utilizzata lavora in un certo intervallo di potenza e con delle perdite interne:

$$P_{fc_{max}} = 20 \text{ MW} \quad (3.17)$$

$$P_{fc_{min}} = 20\% \cdot P_{fc_{max}} = 4 \text{ MW} \quad (3.18)$$

$$\eta_{FC} = 0.7 \quad (3.19)$$

Per quanto riguarda i costi:

- $c_{fc_i} = 150.00 \text{ €/kW}$
- $C_{fc_i} = c_{fc_i} \cdot P_{fc_{max}} = 3.00 \text{ M€}$
- $L_{fc} = 20,000 \text{ h}$
- $c_{fc_m} = \frac{20\% \cdot C_{fc_i}}{L_{fc}} = 30.00 \text{ €/h}$

$$c_{fc} = 180.00 \text{ €/h} \quad (3.20)$$

- Serbatoio Idrogeno:

La capacità del Serbatoio e i limiti di sicurezza sul suo riempimento vengono fissati rispettivamente pari a :

$$M_{tanker} = 10000 \text{ kg} \quad (3.21)$$

$$M_{tank_{max}} = 90 \% \quad (3.22)$$

$$M_{tank_{min}} = 10 \% \quad (3.23)$$

$$q_{tank_{max}} = 1000 \text{ kg/h} \quad (3.24)$$

Verrà impostato come stato iniziale un valore superiore rispetto al valore minimo che bisogna sempre mantenere in modo da poter usufruire fin dall'istante iniziale dell'idrogeno presente al suo interno.

$$M_{tank_{in}} = 30 \% > M_{tank_{min}} \quad (3.25)$$

Come fatto per gli altri componenti verrà tenuto in considerazione un costo operativo per il funzionamento del sistema di accumulo.

- $c_{tank_i} = 100.00 \text{ €/kg}$
- $C_{tank_i} = c_{tank_i} \cdot M_{tanker} = 1.00 \text{ M€}$
- $L_{tank} = 8760 \cdot 15 = 131400 \text{ h}$
- $c_{tank_m} = \frac{20\% \cdot C_{tank_i}}{L_{tank}} = 1.52 \text{ €/h}$

$$c_{tank} = 9.13 \text{ €/h} \quad (3.26)$$

- Rete Metano:

L'impianto in esame è collocato in modo da avere accesso alla rete di distribuzione del gas con un limite sull'immissione pari a:

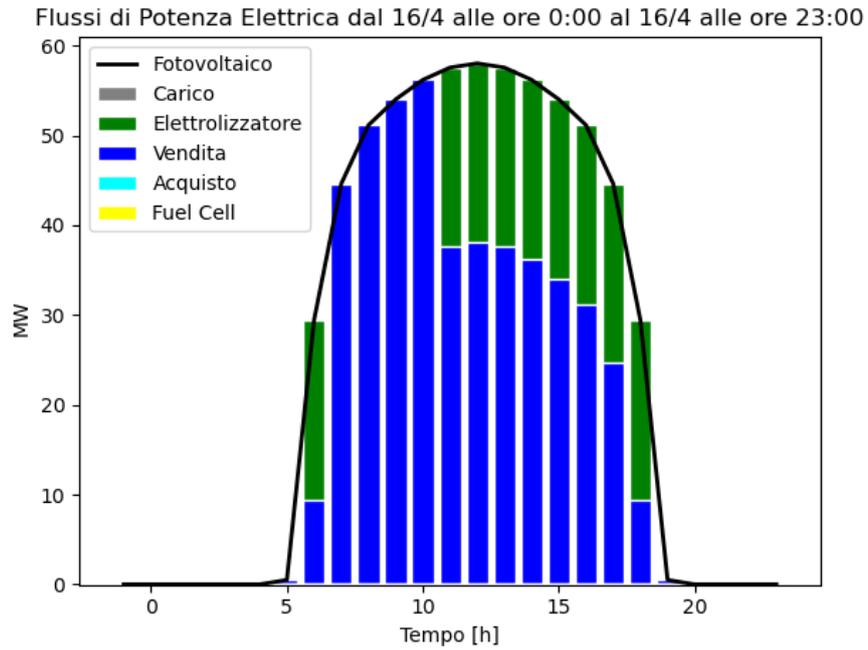
$$q_{grid_{max}} = 1000 \text{ kg/h} \quad (3.27)$$

Il prezzo di vendita dell'idrogeno viene fissato pari a:

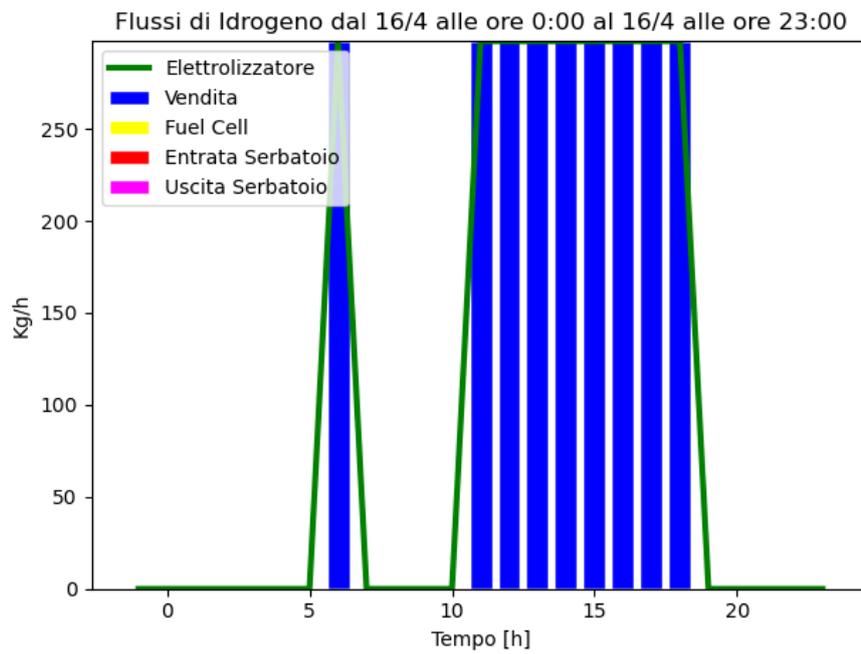
$$c_{H_2} = 4.24 \text{ €/kg} \quad (3.28)$$

In questo modo, il nostro sistema viene reso più affidabile, vista la possibilità di acquistare energia dalla rete elettrica e potenzialmente più redditizio in quanto è stato aggiunto un sistema di accumulo per permettere l'utilizzo delle due fonti energetiche quando più conveniente, anche quando la produzione del fotovoltaico risulta nulla. L'ottimizzazione viene eseguita per un solo giorno per studiare il comportamento orario del sistema. I risultati vengono mostrati nella figura 3.5.

Quello che possiamo osservare è che l'energia prodotta dell'impianto si preferisce sempre inviarla verso l'elettrolizzatore per vendere l'idrogeno sulla rete metano. Solo tra le ore 6 e le ore 10 si vende tutta la produzione sulla rete elettrica. La differenza con il sistema precedente è che adesso l'elettrolizzatore funziona con un numero di ore equivalenti minore, dovuto al fatto che si sono considerati i suoi costi operativi. Da notare è come i componenti che sono stati aggiunti per l'accumulo dell'idrogeno e per la produzione di energia elettrica tramite sua riconversione, non intervengono nel funzionamento giornaliero, come si nota dalla figura 3.6.

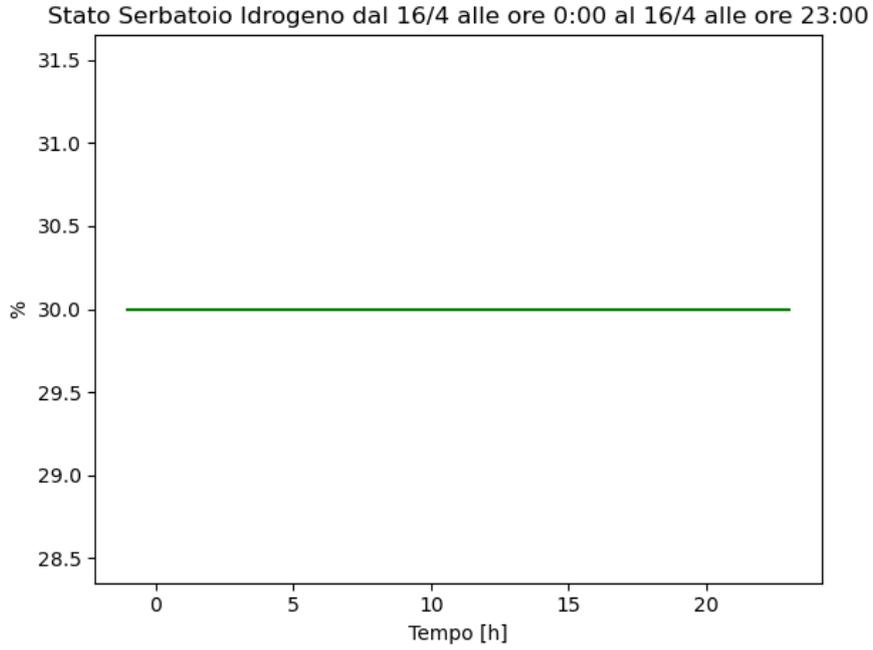


(a) Flussi Potenza Elettrica

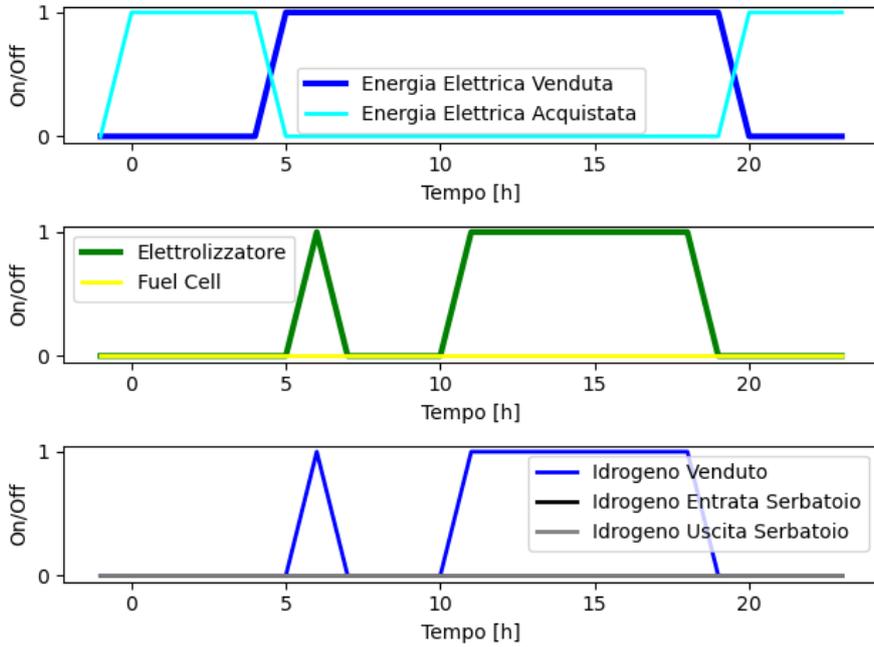


(b) Flussi Idrogeno

Figura 3.5: Risultati Analisi



(a) Stato sistema accumulo



(b) Attivazione componenti

Figura 3.6: Attivazione componenti

3.2.1 Attivazione Fuel Cell

Per poter verificare la loro attivazione, si varia il costo operativo di questi componenti per stabilire per quali valori conviene utilizzarli nel funzionamento del sistema. Effettuando una serie di analisi, diminuendo progressivamente l'importo per sostenere il loro funzionamento, non si percepisce nessun cambiamento radicale nel funzionamento del sistema.

Ipotizzando :

- $c_{el} = \frac{C_{el_i}}{L_{el}} + c_{el_m} = 0.00 \text{ €/h}$
- $c_{fc} = \frac{C_{fc_i}}{L_{fc}} + c_{fc_m} = 0.00 \text{ €/h}$
- $c_{tank} = \frac{C_{tank_i}}{L_{tank}} + c_{tank_m} = 0.00 \text{ €/h}$

La tabella 3.2 mostra i risultati dell'analisi, si può notare come l'energia derivante da H_2 risulta nulla, quindi la fuel cell non interviene nella produzione di energia elettrica. Avendo assunto il prezzo di vendita sulla rete del gas costante per tutto il periodo di analisi, si può affermare che il serbatoio non viene mai riempito e tutto l'idrogeno viene direttamente inviato nella rete metano.

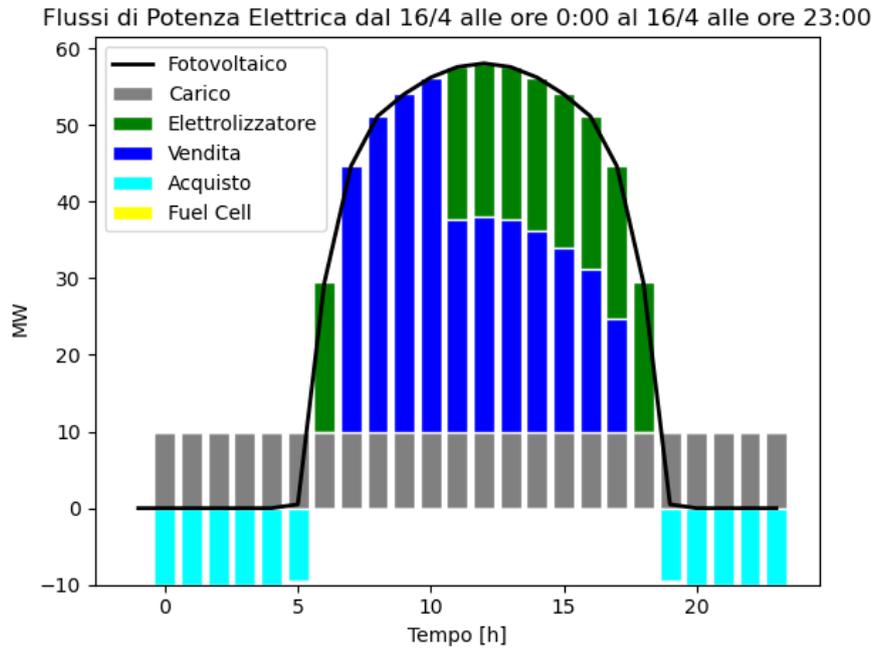
Tabella 3.2: Tabella riassuntiva con costi nulli

Risultati periodo: dal 16/4 al 16/4	
Profitto totale	36.30 k€
Vendita Energia Elettrica	21.20 k€
Acquisto Energia Elettrica	-50.91 €
Vendita Idrogeno	15.12 k€
Energia convertita in H2	240.00 MWh
Energia derivante da H2	0.00 MWh
Energia acquistata dalla rete	0.45 MWh
Energia venduta in rete	404.31 MWh
Energia assorbita dal carico	1.20 MWh
Stato Serbatoio v 3000.00 kg (30.00 %)	

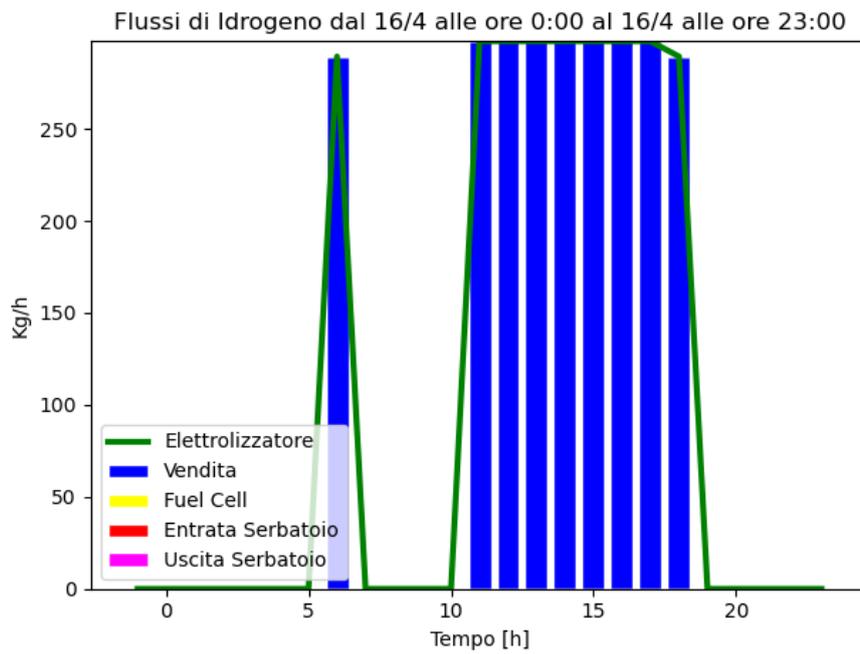
Per osservare l'attivazione della cella a combustibile, effettuiamo un'ulteriore prova assumendo che il carico sia più elevato rispetto a quello fissato all'inizio (3.32). In questo modo il sistema si troverà in deficit di energia quando l'impianto fotovoltaico non è in funzione e questa potenza potrà essere fornita solamente dalla cella a combustibile oppure dalla rete elettrica.

Fissando la richiesta elettrica:

$$Load(t_k) = cost = 10 \text{ MW} \quad (3.29)$$



(a) Flussi Potenza Elettrica



(b) Flussi Idrogeno

Figura 3.7: Risultati Analisi

I grafici di figura 3.7 mostrano che la fuel cell continua a non intervenire nella giornata di analisi. Il motivo è legato al fatto che il costo dell'energia ci permette di alimentare i carichi, nella maniera più economica, solamente tramite rete elettrica nelle ore in cui il fotovoltaico non produce. Quando la produzione invece è presente, parte dell'energia alimenta il carico e la restante viene utilizzata per sfruttare alla massima potenza l'elettrolizzatore per vendere l'idrogeno in rete. La potenza in surplus rispetto alla potenza massima con cui è possibile sfruttare il processo dell'elettrolisi, viene ceduta alla rete elettrica.

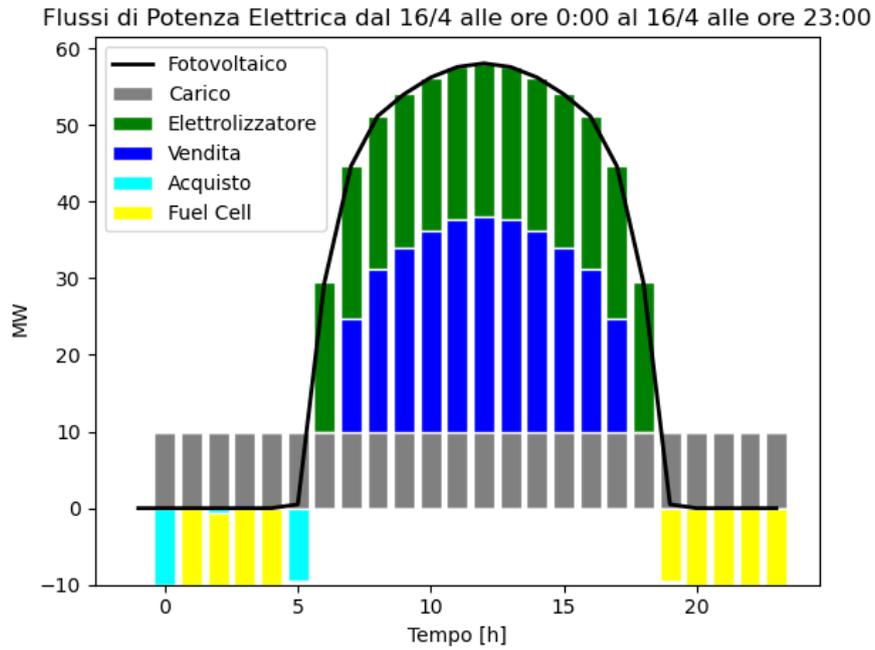
Le cose cambiano invece se variano anche il prezzo di acquisto dell'energia elettrica. Il risultato che si vuole ottenere è per quale valore di prezzo il sistema utilizza tutto l'idrogeno per la produzione dell'energia elettrica invece che per la vendita sulla rete gas. La tabella 3.3 mostra i risultati ottenuti all'aumentare del costo dell'energia elettrica.

Tabella 3.3: Tabella Prezzi Energia Variabili

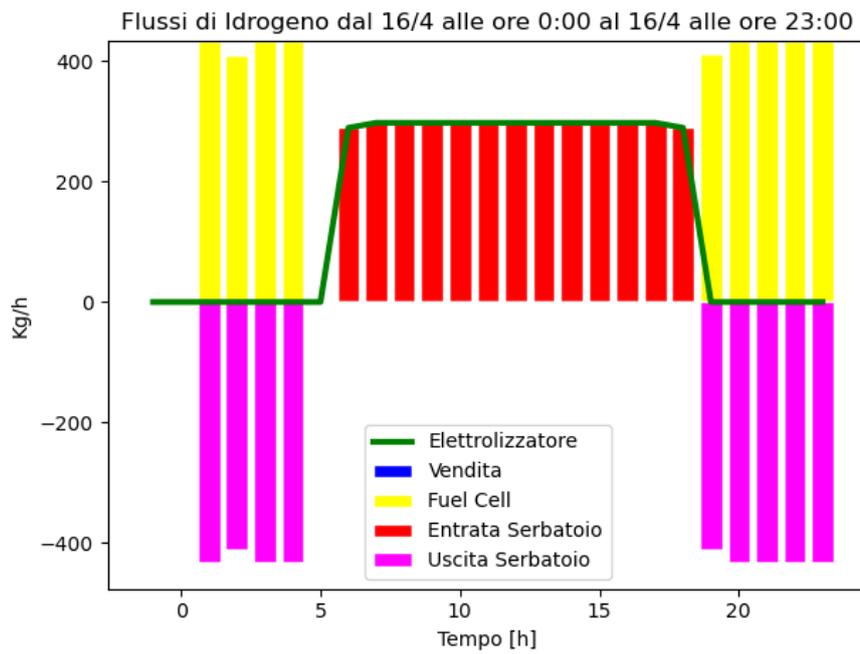
Risultati periodo: dal 16/4 al 16/4					
$c_p =$	$c_s + c_{grid}$	150 €/MWh	200 €/MWh	210 €/MWh	250 €/MWh
Profitto totale	15.40 k€	11.36 k€	5.91 k€	5.34 k€	4,17 k€
Vendita Energia Elettrica	18.09 k€	18.09 k€	18.09 k€	18.09 k€	13,09 k€
Acquisto Energia Elettrica	-12,30 k€	-16.35 k€	-21.80 k€	-10.29 k€	-5.00 k€
Vendita Idrogeno	11.27 k€	11.27 k€	11.27 k€	271.22 €	0.00 €
Costo Elettrolizzatore	-1.44 k€	-1.44 k€	-1.44 k€	-1.44 k€	-2.08 k€
Costo Fuel Cell	0.00 €	0.00 €	0.00 €	-1.08 k€	-1.62 k€
Costo Serbatoio	-219.18 €	-219.18 €	-219.18 €	-219.18 €	-219.18 €
Energia convertita in H2	178.89 MWh	178.89 MWh	178.89 MWh	178.89 MWh	258.89 MWh
Energia derivante da H2	0.00 MWh	0.00 MWh	0.00 MWh	60.00 MWh	88.97 MWh
Energia acquistata dalla rete	109.01 MWh	109.01 MWh	109.01 MWh	49.01 MWh	20.04 MWh
Energia venduta in rete	335.18 MWh	335.18 MWh	335.18 MWh	335.18 MWh	255.18 MWh
Energia assorbita dal carico	240.00 MWh	240.00 MWh	240.00 MWh	240.00 MWh	240.00 MWh

Quando il prezzo di acquisto si avvicina ai 210 €/MWh si inizia ad avere un'inversione delle tendenze del sistema. Mentre prima tutto l'idrogeno veniva inviato all'elettrolizzatore per essere venduto, adesso l'elettrolizzatore inizia a produrre sempre meno per immagazzinare nel serbatoio per poi utilizzare la fuel cell per alimentare il carico. Il comportamento orario del sistema, viene mostrato per un prezzo di acquisto pari a 250 €/MWh nella figura 3.8.

La scelta più economica adesso risulta essere quella di immagazzinare il più possibile nel serbatoio, per poi sfruttare l'idrogeno per evitare di acquistare energia dalla rete elettrica, avendo questa un costo elevato. In qualche intervallo di tempo risulta però necessario sfruttare la rete per colmare il deficit di energia. Nella seconda parte, dove entra la produzione del fotovoltaico, invece si fa lavorare l'elettrolizzatore alla massima potenza aumentando la quantità d'idrogeno presente nel serbatoio. Questo è fatto in funzione degli istanti successivi dove verrà nuovamente



(a) Flussi Potenza Elettrica



(b) Flussi Idrogeno

Figura 3.8: Risultati Analisi

a mancare la produzione dell'impianto, e quindi sarà necessario evitare di acquistare energia elettrica dalla rete.

Oltre ai flussi di potenza dell'idrogeno e dell'elettricità vengono mostrati nella figura 3.9 anche i grafici relativi all'attivazione dei componenti e allo stato dei sistemi di accumulo. Il serbatoio si riempie fino ad un massimo di circa il 50%, mentre il minimo è quello da noi imposto ovvero del 10% (limite inferiore). Lo stato finale del serbatoio è identico a quello iniziale, ciò vuol dire che tutto l'idrogeno prodotto viene utilizzato, e quindi i nostri vincoli sono stati rispettati. Dall'attivazione dei componenti si può vedere come l'idrogeno viene scambiato dal serbatoio solamente con elettrolizzatore e fuel cell, senza mai vendere questo sulla rete gas.

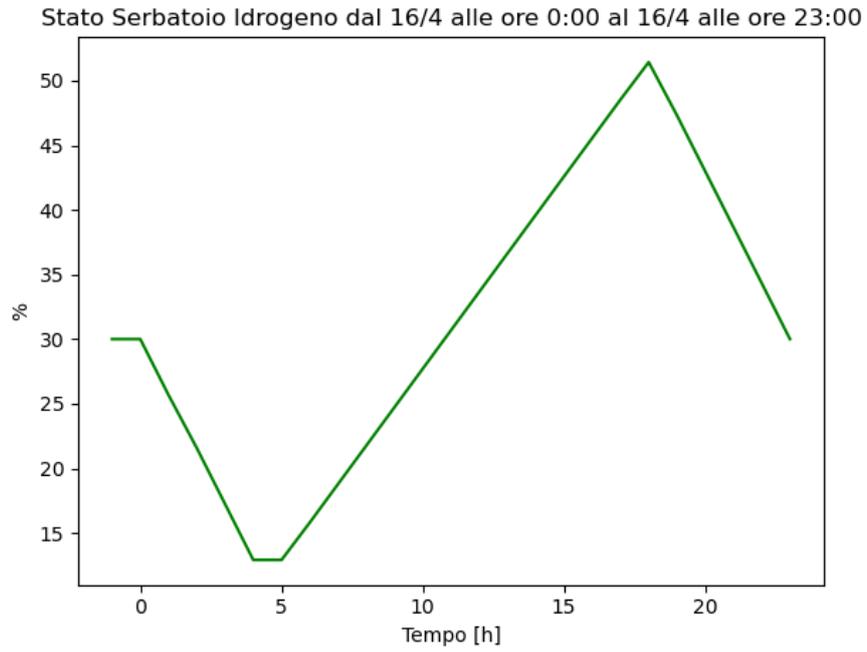
I risultati di questo test vengono riassunti nella tabella 3.4.

Tabella 3.4: Tabella Riassuntiva Attivazione Fuel Cell

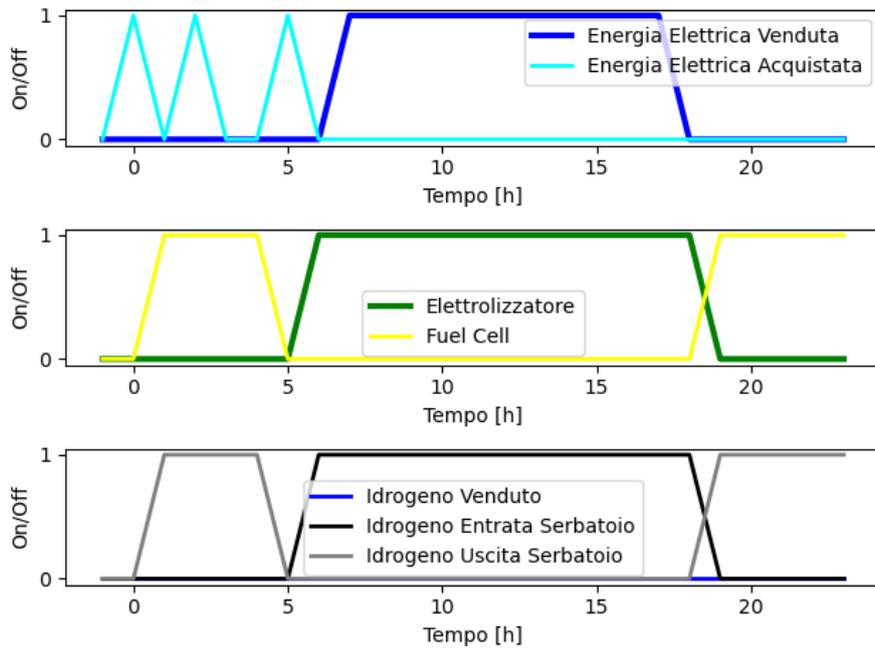
Risultati ottimizzazione	
Profitto totale	4.20 k€
Vendita Energia Elettrica	13.10 k€
Acquisto Energia Elettrica	-5.00 k€
Vendita Idrogeno	0.00 €
Costo Elettrolizzatore	-2.00 k€
Costo Fuel Cell	-1.62 k€
Costo Serbatoio	-219.18 €
Energia convertita in H2	258.89 MWh
Energia derivante da H2	88.97 MWh
Energia acquistata dalla rete	20.04 MWh
Energia venduta in rete	255.18 MWh
Energia assorbita dal carico	240.00 MWh
Stato Serbatoio	3000.00 kg (30.00 %)

L'ottimizzazione ci ha permesso quindi di trovare la migliore strada per trarre il maggior profitto dalla situazione descritta. Lo strumento ci permette quindi di far lavorare il nostro sistema nel modo più economico possibile a partire dai prezzi di acquisto e di vendita dell'energia elettrica e dalla produzione del nostro impianto fotovoltaico.

Bisogna considerare che i costi per l'acquisto dell'energia elettrica sono stati assunti molto elevati per verificare per quali valori, la fuel cell fosse coinvolta nel funzionamento, e quindi non si avvicinano alla realtà. Fino a qui, si potrebbe quindi concludere dicendo che i componenti per la trasformazione dell'idrogeno in energia elettrica e il sistema di accumulo comportano un costo non giustificato dalla loro



(a) Stato sistemi accumulo



(b) Attivazione componenti

Figura 3.9: Attivazione componenti e Stato Accumulo

attivazione. Tuttavia avendo preso in considerazione un sistema di generazione di questa taglia, si potrebbe pensare di avvicinarsi al mercato dei servizi ancillari.

3.2.2 Controllo Immissione in Rete Elettrica

Ad oggi i principali fornitori dei servizi per il bilanciamento sono le grandi centrali elettriche a combustibili fossili, vista la loro grande flessibilità nel funzionamento. Con la progressiva de-carbonizzazione del parco di produzione, in futuro serviranno anche nuove risorse flessibili. Vista la possibilità di poter accumulare energia sotto forma chimica, si effettuano dei test per verificare se il sistema risponda bene a dei vincoli sulla produzione. Quello che si cerca di realizzare è quindi controllare la produzione dell'impianto in modo da avvicinarsi verso il mercato dei servizi ancillari. Questi servizi sono legati alla gestione di reti di trasmissione o distribuzione, e poiché la potenza del nostro impianto è abbastanza elevata, è possibile pensare di accedere a questo mercato. Tra i servizi che vengono richiesti troviamo:

- regolazione della frequenza;
- regolazione della tensione;
- riavvio della rete.

L'addetto alla gestione dei sistemi, può richiedere a chi fa parte di questo mercato, determinati profili di potenza. Questa richiesta può essere 'a scendere' o 'a salire' rispetto alla produzione istantanea dell'impianto interessato. Per effettuare delle prove di abilitazione a questa tipologia di servizio, si ipotizza un particolare profilo di richiesta da parte della rete e si effettua un'ottimizzazione per verificare che l'impianto richiama a seguire questo profilo.

Il primo test viene effettuato tenendo in considerazione un periodo temporale di 2 giorni, in particolare dal 10 Luglio al 11 Luglio, dove i file sulla produzione mostrano la maggiore generazione dell'impianto fotovoltaico visto il maggiore irraggiamento che questi ricevono. Il profilo che è stato ipotizzato è del tipo mostrato in figura 3.10

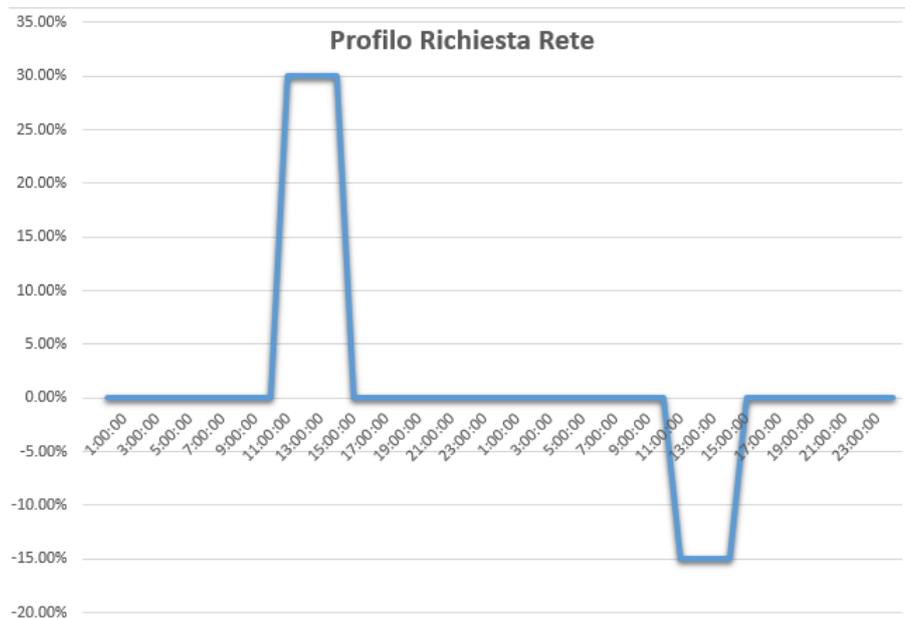
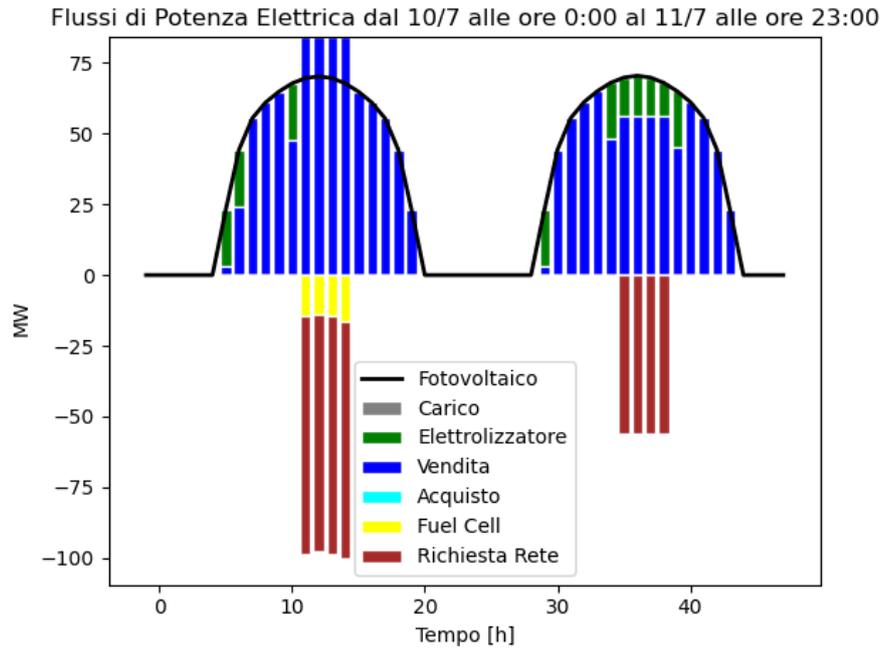
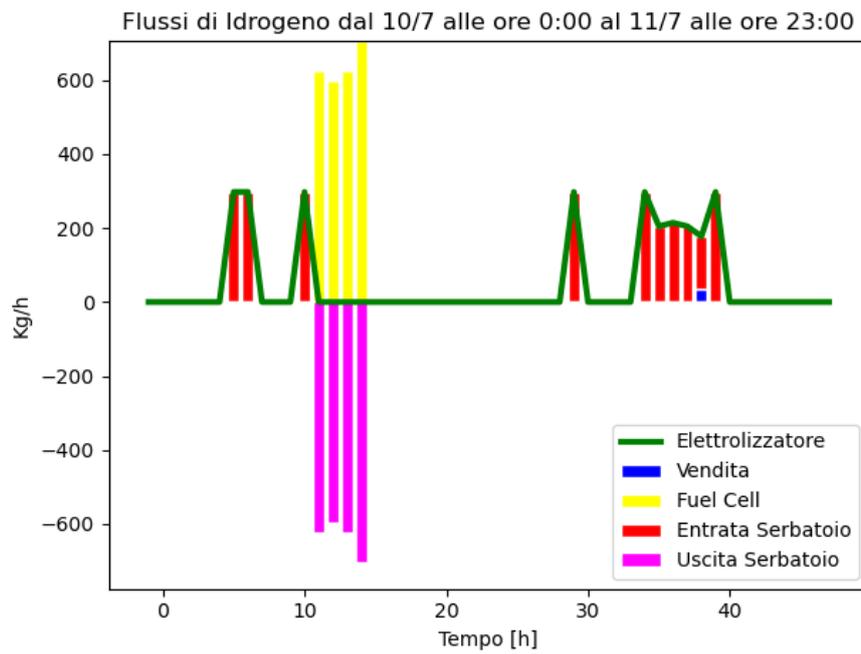


Figura 3.10: Profilo Richiesta Rete

Dal grafico si vede che si alternano delle richieste a salire del 30% e delle richieste a scendere del 15%. Dalle ore 11.00 alle ore 14:00 si impone che la potenza da immettere in rete sia identica a quella del profilo di richiesta. Il risultato dell'analisi viene mostrata nella figura 3.11, da questa si vede come nella richiesta a salire, si utilizza la fuel cell per iniettare in rete il surplus di energia elettrica; l'idrogeno sfruttato per il funzionamento è in parte presente in partenza nel serbatoio e in parte prodotto qualche ora prima della richiesta. Nelle ore di richiesta a scendere, l'energia in più derivante dall'impianto fotovoltaico viene inviata all'elettrolizzatore per riportare lo stato del serbatoio al livello iniziale.



(a) Controllo produzione



(b) Attivazione componenti

Figura 3.11: Risultati analisi richiesta profilo rete

Vista l'ottima risposta del sistema alle richieste di immissione per un periodo di due giorni, si prova ad estendere la richiesta per l'intera settimana, sempre mantenendo l'alternarsi di profili a scendere e salire. Anche in questo caso si riesce ad assecondare le richieste da noi fissate. Le energie che si scambiano i componenti vengono mostrate nella figura 3.12, dove vengono trascurate l'energia acquistata dalla rete elettrica e l'energia assorbita dal carico che risultano modeste rispetto ai restanti termini.

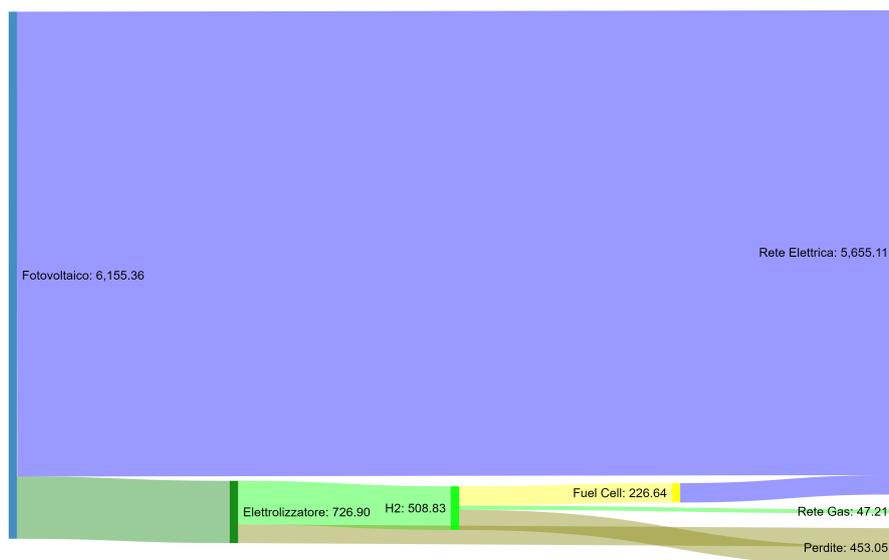


Figura 3.12: Flussi energia per una settimana di richiesta

3.2.3 Analisi annuale

Tutti i risultati precedentemente mostrati sono relativi ad un periodo temporale di un giorno, in quanto lo scopo era quello di poter valutare ora per ora il comportamento del sistema. Questa tipologia di analisi però non ci è molto d'aiuto nella realtà e abbiamo bisogno di un periodo temporale più lungo per effettuare delle valutazioni più pratiche. Il periodo di analisi che si prende in considerazione adesso è l'intero anno, ovvero l'intervallo in cui conosciamo i dati di produzione e i prezzi dell'energia elettrica. Per evitare di lavorare con tempi di calcolo molto elevati, si divide l'anno in periodi di dodici settimane (circa tre mesi) e quindi per trarre i risultati relativi all'arco temporale di dodici mesi, si effettuano quattro ottimizzazioni, l'una indipendente dall'altra.

La scelta di suddividere l'ottimizzazione annuale in più periodi è si basa sui test effettuati per valutare i tempi di cui necessita il programma e nel seguito viene

esposta la tabella 3.5 con i tempi di calcolo derivanti dall'esecuzione del programma con periodi diversi. Si può notare come il tempo necessario all'ottimizzazione cresca quasi esponenzialmente con l'intervallo di tempo analizzato.

Tabella 3.5: Tempi di Calcolo

Tempi di Calcolo	
Analisi giornaliera	10''
Analisi settimanale	20''
Analisi mensile	2'
Analisi 3 mesi	10'
Analisi 6 mesi	50'

La tabella non riporta i tempi per l'analisi annuale, questo perché il numero di variabili diventa così grande che non si riescono ad ottenere dei risultati con una macchina con una potenza di calcolo modesta. Ecco il perché si è preferito suddividere l'anno in periodi temporali.

Bisogna tenere a mente che quella che si ottiene è un'approssimazione sui risultati in quanto l'ottimizzazione dovrebbe essere unica. Tuttavia questa scelta ci permette di effettuare più analisi al variare di alcuni parametri. Otteniamo quindi un buon compromesso tra tempi di analisi e approssimazione dei risultati. Ogni ottimizzazione avrà quindi un numero di variabili dato da:

$$N_v = N_{vh} \cdot N_p = 18 \cdot (24 \cdot 30 \cdot 3) = 38,880 \text{ variabili} \quad (3.30)$$

Per riassumere i risultati dell'ottimizzazione di un intervallo temporale ampio, non è più possibile utilizzare i grafici precedenti in quanto renderebbe poco chiara la comprensione. Per mostrare al meglio l'ottimizzazione si riporta di seguito un diagramma (figura 3.13) che mostra i flussi energetici che si scambiano i vari componenti in un periodo di tempo di un anno, dal 01/01 al 31/12. Tutti i valori riportati sono da intendersi come energie espresse in [MWh]

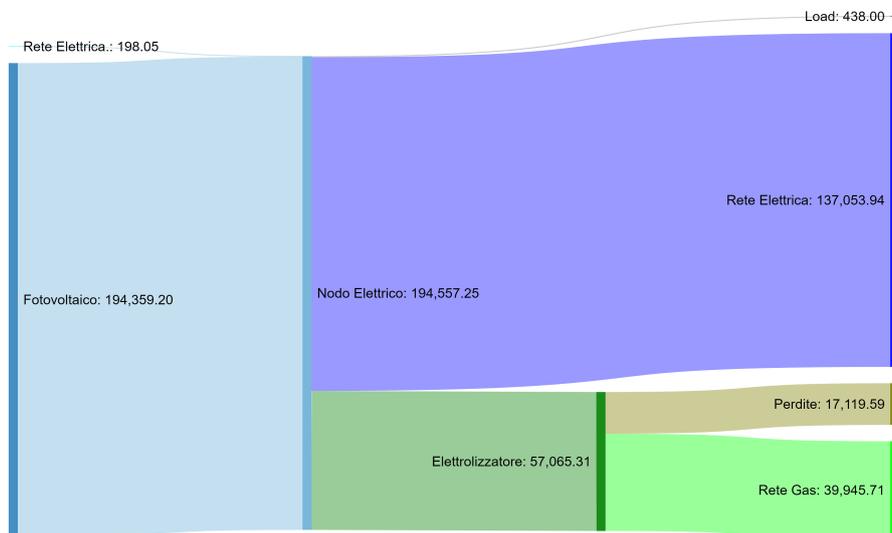


Figura 3.13: Flussi Energetici Annuali

Dal precedente grafico, si può riscontrare quello che già si riscontrava quando l'analisi era svolta per un periodo di tempo pari ad una giornata, ovvero la fuel cell ha un'energia scambiata pari a zero. La maggior parte dell'energia risulta venduta sulla rete elettrica, mentre tutto l'idrogeno prodotto viene venduto sulla rete del metano. Nella tabella 3.6 viene mostrato un riassunto dell'analisi, suddividendo i risultati per ogni periodo di analisi.

Tabella 3.6: Tabella Risultati Annuali

Risultati Ottimizzazione					
	dal 1/1 al 31/3	dal 1/4 al 30/6	dal 1/7 al 30/9	dal 1/10 al 31/12	Totale annuo
Produzione Fotovoltaico	31.55 GWh	65.78 GWh	68.50 GWh	28.53 GWh	194.36 GWh
Profitto totale	1.70 M€	3.30 M€	3.60 M€	1.60 M€	10.20 M€
Vendita Energia Elettrica	1.20 M€	2.20 M€	2.80 M€	1.10 M€	7.30 M€
Acquisto Energia Elettrica	-5.90 k€	-4.70 k€	-5.00 k€	-6.40 k€	-22.00 k€
Vendita Idrogeno	0.63 M€	1.30 M€	1.05 M€	0.60 M€	3.58 M€
Costo Elettrolizzatore	-80.16 k€	-167.84 k€	-135.50 k€	-77.40 k€	-460.90 k€
Costo Fuel Cell	0.00 €	0.00 €	0.00 €	0.00 €	0.00 €
Costo Serbatoio	-19.70 k€	-19.90 k€	-20.16 k€	-20.16 €	-79.92 k€
Energia convertita in H2	9.90 GWh	20.79 GWh	16.80 GWh	9.60 GWh	57.09 GWh
Energia derivante da H2	0.00 MWh	0.00 MWh	0.00 MWh	0.00 MWh	0.00 MWh
Energia acquistata dalla rete	54.10 MWh	42.45 MWh	43.00 MWh	58.50 MWh	198.05 MWh
Energia venduta in rete	21.60 GWh	44.90 GWh	51.70 GWh	18.90 GWh	137.10 GWh
Energia assorbita dal carico	108.00 MWh	109.20 MWh	110.40 MWh	110.40 MWh	438.00 MWh

3.3 Caso studio: Vendita di Idrogeno in Rete

Visti i precedenti risultati, dove il sistema di accumulo dell'idrogeno e la fuel cell venivano adoperati solo in casi particolari, si vuole concentrare la nostra attenzione sul sistema di figura 3.14. In questo caso specifico l'unico componente che tratta l'idrogeno è l'elettrolizzatore, che entra in funzione solamente per vendere l'idrogeno in rete. Non esiste più nessun sistema di accumulo, quindi tutta l'energia bisogna utilizzarla istantaneamente. Nel caso in cui la produzione del fotovoltaico sia bassa, il carico può essere alimentato dalla rete elettrica. Rispetto al caso precedente, non è più possibile pensare di richiedere al sistema un dato profilo di vendita non avendo più possibilità di accumulare in alcun modo l'energia.

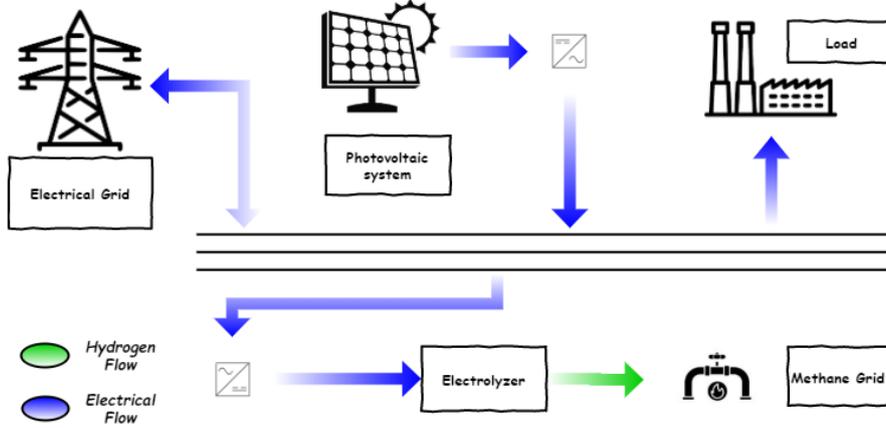


Figura 3.14: Sistema Vendita Idrogeno

I componenti utilizzati per l'analisi hanno le seguenti caratteristiche:

- Impianto Fotovoltaico:

$$PV_{rate} = 120 \text{ MW} \quad (3.31)$$

- $c_{pv_i} = 500.00 \text{ €/kW}$ → costo unitario
- $C_{pv_i} = c_{pv_i} \cdot PV_{rate} = 60.00 \text{ M€}$ → costo totale
- $C_{pv_m} = 20\% \cdot C_{pv_i} = 12.00 \text{ M€}$ → costo totale manutenzione

- Carico Elettrico:

$$Load(t_k) = cost = 50 \text{ kW} \quad (3.32)$$

- Rete Elettrica:

$$P_{s_{max}} = P_{p_{max}} = 200 \text{ MW} \quad (3.33)$$

$$c_{grid} = 60.00 \text{ €/MWh} \quad (3.34)$$

- Elettrolizzatore:

$$P_{el_{max}} = 20 \text{ MW} \quad (3.35)$$

$$P_{el_{min}} = 20\% \cdot P_{el_{max}} = 4 \text{ MW} \quad (3.36)$$

$$\eta_{el} = 0.7 \quad (3.37)$$

$$- c_{el_i} = 200.00 \text{ €/kW}$$

$$- C_{el_i} = c_{el_i} \cdot P_{el_{max}} = 4.00 \text{ M€}$$

$$- L_{el} = 30,000 \text{ h}$$

$$- c_{el_m} = \frac{20\% \cdot C_{el_i}}{L_{el}} = 26.67 \text{ €/h}$$

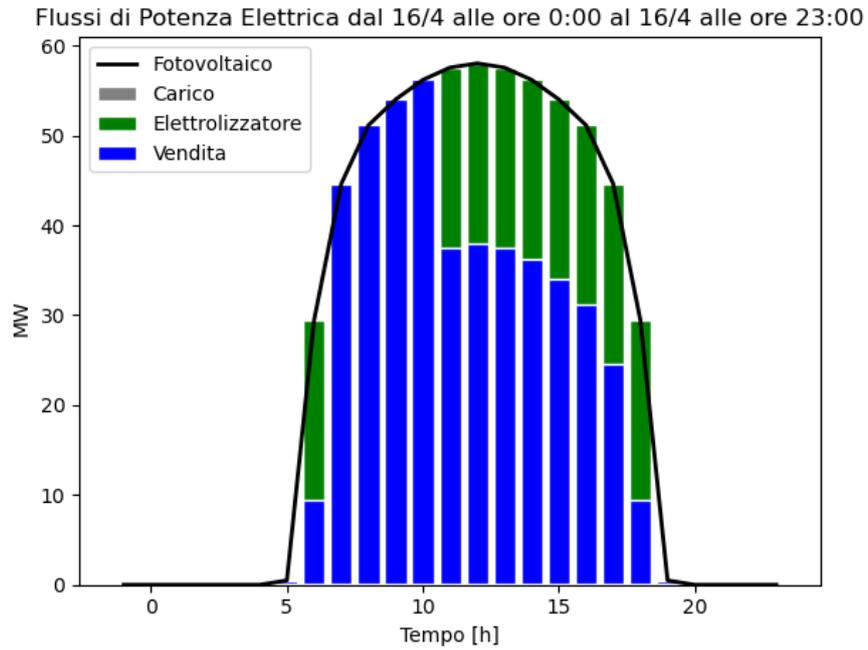
$$c_{el} = 160.00 \text{ €/h} \quad (3.38)$$

- Rete Metano:

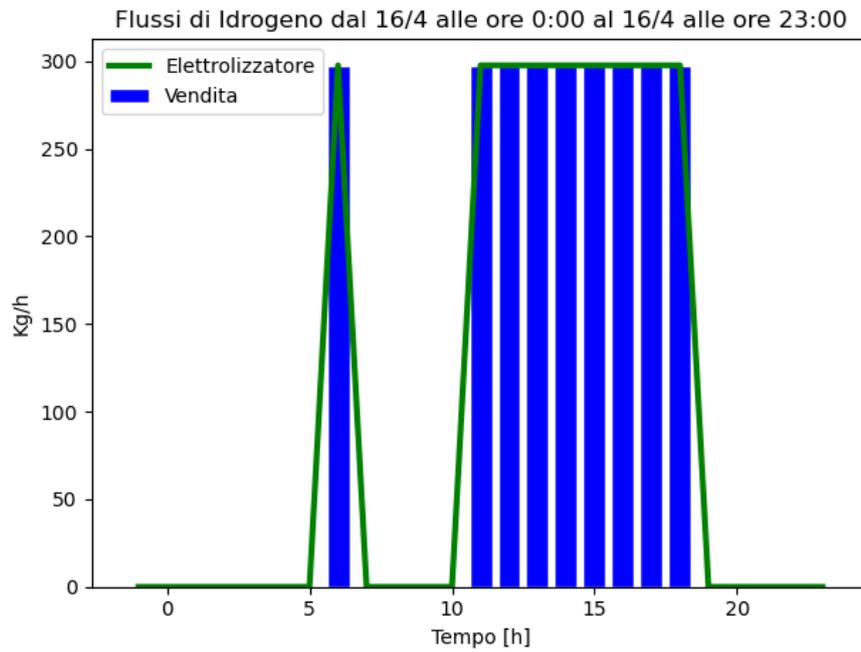
$$q_{grid_{max}} = 1000 \text{ kg/h} \quad (3.39)$$

$$c_{H_2} = 4.24 \text{ €/kg} \quad (3.40)$$

Come fatto per i casi studio vengono presentati dapprima i risultati giornalieri, in modo da valutare attentamente come scambiano energie i componenti per ogni ora. La figura 3.15 mostra come dalle ore 06:00 alle ore 10:00 tutta l'energia prodotta viene inviata alla rete elettrica, mentre nelle restanti ore si ha in parte una vendita sulla rete del metano e in parte si continua a immettere nella rete elettrica. I costi di figura 3.16 ci mostrano come la convenienza economica sta nella vendita del metano, ma da considerare ci sono anche i costi di funzionamento dell'elettrolizzatore che fanno sì che il prezzo di vendita effettivo sia più basso. Questo costo ha il suo peso quando i due prezzi di vendita risultano vicini tra loro e fa sì che sia la vendita alla rete elettrica quella a portare i maggiori profitti.



(a) Flussi Potenza Elettrica



(b) Flussi Idrogeno

Figura 3.15: Risultati Analisi Vendita Idrogeno

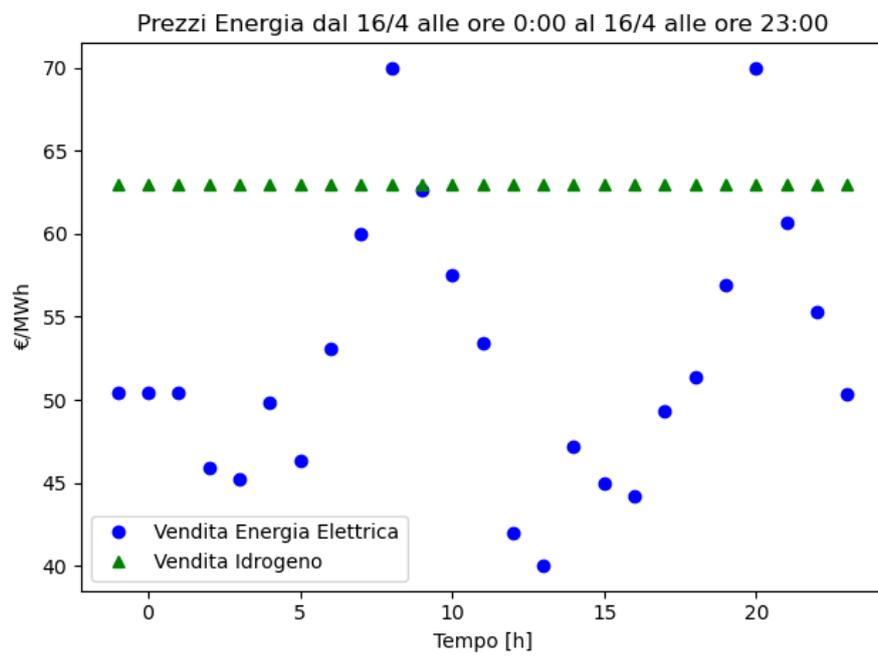


Figura 3.16: Costi Vendita Idrogeno

Il carico che nelle figure risulta trascurabile, viene invece alimentato dal fotovoltaico nelle ore di produzione, mentre dalla rete elettrica nelle restanti ore. Questo è più chiaro nella tabella 3.7.

Tabella 3.7: Tabella Vendita Idrogeno

Risultati ottimizzazione	
Profitto totale	34.66 k€
Vendita Energia Elettrica	24.80 k€
Acquisto Energia Elettrica	-50.91 €
Vendita Idrogeno	11.34 k€
Costo Elettrolizzatore	-1.44 k€
Energia convertita in H2	180.00 MWh
Energia acquistata dalla rete	0.45 MWh
Energia venduta in rete	464.31 MWh
Energia assorbita dal carico	1.20 MWh

Prolungando il periodo temporale di analisi, portandolo ad un anno intero, si ottiene la figura 3.17.

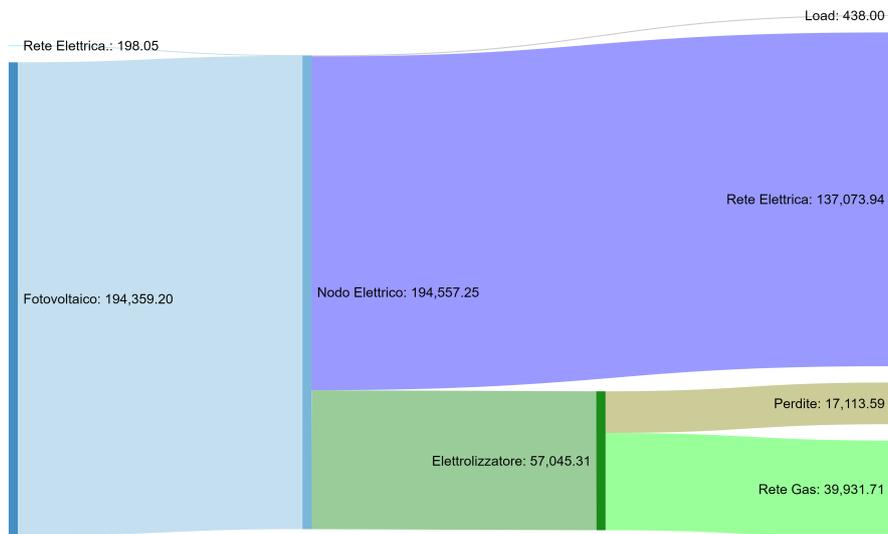


Figura 3.17: Flussi Energia Vendita Idrogeno Annuale

3.3.1 Analisi economica

Le precedenti sezioni si occupavano di analizzare dal punto di visto tecnico il nostro sistema, mostrando quale risultava essere la migliore soluzione per portare avanti

lo stesso. Adesso bisogna tuttavia occuparsi di criteri di fattibilità del progetto. La convenienza di un investimento si basa sul calcolo di particolari indici finanziari che ci permettono di trarre delle conclusioni sulla fattibilità di questo.

Il problema che viene affrontato dalla valutazione degli investimenti è, nella sostanza, un problema di scelta: ogni azienda o privato deve, infatti, prendere delle decisioni d'investimento, dirette ad allocare i soli progetti che creano valore tenendo conto delle limitate risorse disponibili. Per poter risolvere tale problema di scelta fra possibili alternative è necessario poter discriminare le diverse possibilità. Il costo di un investimento è dato dai flussi finanziari in uscita connessi alla sua attuazione; analogamente, i benefici ad esso associati sono costituiti da flussi finanziari in entrata, dove ritorni e costi futuri sono elementi di carattere previsionale. In tal modo un'operazione d'investimento può essere rappresentata da una successione stimata di future entrate ed uscite monetarie denominata "flusso di cassa".

Altro fattore determinante nella valutazione degli investimenti è il tempo: la rilevanza del fattore tempo dipende da un effetto di carattere finanziario che lo lega al valore del denaro e secondo cui, a parità di altre condizioni, ad un allungamento dei tempi di rientro delle risorse investite in un progetto corrisponde una contrazione dei benefici di ordine finanziario. Il trascorrere del tempo introduce, peraltro, un ulteriore livello d'incertezza nel processo di valutazione in quanto, all'ampliarsi degli intervalli di riferimento, le previsioni sulle variabili da cui dipendono i risultati dell'operazione tendono progressivamente a perdere di significatività.

Ulteriore elemento essenziale del processo di valutazione è il tasso d'interesse scelto a riferimento: il tasso d'interesse al quale si attualizzano i flussi finanziari è denominato costo opportunità del capitale perché rappresenta un'alternativa alla quale si rinuncia per intraprendere il particolare progetto d'investimento analizzato. [15], [13]

Altri importanti elementi da considerare per la valutazione razionale della perseguibilità di un investimento sono:

- il rischio associato all'investimento: la propensione al rischio dell'investitore è una delle variabili principali nella scelta della tipologia di investimento;
- le previsioni di andamento del mercato finanziario sul quale si intenda investire;
- la periodicità dei flussi di reddito previsti in entrata ed in uscita.

Alcune delle metodologie di valutazione usualmente adottate in regime finanziario di capitalizzazione composta sono le seguenti:

- Flusso di cassa attualizzato: attualizzazione dei flussi monetari differenziali associati al progetto d'investimento attraverso l'utilizzo di un tasso di attualizzazione di riferimento. La somma algebrica delle entrate ed uscite attualizzate rappresenta il Valore attuale netto - VAN del progetto (in inglese Net

present value - NPV)

Il criterio del Valore Attuale Netto (VAN) si basa sul principio secondo il quale un'iniziativa merita di essere presa in considerazione solo se i benefici che ne possono derivare sono superiori alle risorse utilizzate. Nella costruzione della formula di calcolo dell'NPV si parte dalla legge di capitalizzazione adattandola ad operazioni che producono flussi di cassa distribuiti lungo diversi periodi; pertanto il VAN risulta dato dall'espressione seguente:

$$\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+i)^t} \quad (3.41)$$

Dove si considerino:

- $t \rightarrow$ scadenze temporali;
 - $C_t \rightarrow$ flusso finanziario (positivo o negativo) al tempo t ;
 - $i \rightarrow$ tasso di interesse al quale viene effettuata l'operazione (usualmente è utilizzato il tasso che rappresenta il costo medio ponderato del capitale o Weighted Average Cost of Capital - WACC);
- Tasso interno di rendimento (TIR o, nella notazione inglese, Internal rate of return - IRR): individuazione del tasso di attualizzazione che azzerava algebricamente le entrate ed uscite associate al progetto e confronto del tasso individuato con un tasso di confronto (benchmark).

La determinazione del Tasso Interno di Rendimento è data dalla risoluzione dell'equazione (3.41) rispetto alla variabile i , posto il valore del VAN pari a zero.

In questo senso il tasso i rappresenta il costo massimo dei mezzi finanziari che l'azienda può assumere in relazione a quel determinato progetto. Il tasso interno di rendimento non può essere calcolato direttamente, ma si deve risolvere ricorsivamente la seguente equazione polinomiale:

$$-C_0 + \frac{C_1}{(1+i)} + \frac{C_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{C_n}{(1+i)^n} \quad (3.42)$$

Il TIR è, quindi, il tasso per il quale il VAN è nullo.

Un progetto di investimento risulta attuabile, secondo tale criterio, qualora il TIR risultante sia maggiore del costo opportunità del capitale o di altro tasso preso a riferimento.

Tra gli svantaggi della metodologia del tasso interno di rendimento vi sono la complessità del calcolo ed il fatto che non sempre fornisca una corretta misura di redditività. [18]

Esistono infatti alcune situazioni specifiche in cui tale metodo può non essere adeguato:

- non tutte le serie di flussi di cassa hanno valori attuali netti che diminuiscono all'aumentare del tasso di sconto;
- tassi di rendimento multipli: se i flussi di cassa hanno molteplici cambiamenti di segno possono esistere tanti TIR quanti sono tali cambiamenti. Ovvero si può verificare che il TIR non sia calcolabile e il VAN positivo: ciò accade quando il progetto non prevede flussi di cassa negativi;
- ipotesi sulla struttura per scadenza dei tassi di interesse: per utilizzare il metodo TIR è necessario ipotizzare che il tasso di sconto rimanga uguale per tutto il periodo di durata del progetto
- progetti alternativi: un progetto di piccole dimensioni con un TIR molto elevato potrebbe avere un VAN inferiore ad un progetto di grandi dimensioni con un TIR modesto. Il metodo del TIR potrebbe dare indicazioni non paragonabili per progetti che differiscono per dimensione o distribuzione nel tempo di flussi di cassa.

Come per gli altri metodi di calcolo ciò evidenzia l'opportunità di calcolare, per una valutazione più completa di un progetto di investimento, quanti più indici possibile. Per effettuare la valutazione dell'investimento riassumeremo di seguito i parametri fissati come dati di partenza per queste valutazioni

- Produzione Impianto primo anno: 194.32 GWh
- Vendita energia primo anno: 7.25 M€
- Acquisto energia primo anno: -22.00 k€
- Vendita idrogeno primo anno: 3.60 M€
- Tasso attualizzazione: 5 %
- Orizzonte temporale: 15 anni

Per quanto riguarda i costi da sostenere, ci riconduciamo ai dati di partenza, che ci mostravano i costi unitari dei vari componenti. Questi risultano:

- Costo investimento Impianto Fotovoltaico: 60.00 M€
- Costo investimento Elettrolizzatore: 4.00 M€

Oltre ai costi di investimento, bisogna sostenere dei costi annuali per effettuare la manutenzione dei dispositivi, per aumentare l'affidabilità e la sicurezza dell'intero sistema. I costi di manutenzione dell'impianto fotovoltaico vengono calcolati con riferimento ai costi di investimento, ovvero si considera il costo di manutenzione totale pari al 20% dell'investimento e questo verrà diviso per l'orizzonte temporale scelto come riferimento. Per quanto riguarda l'elettrolizzatore, i costi di manutenzione annuali vengono calcolati in base al numero di ore in cui effettivamente lavorano. Il programma calcola questi come:

$$C_{elm} = \sum_{k=1}^{N_p} c_{elm} \cdot \delta_{el}(t_k) \quad (3.43)$$

dove:

- C_{elm} [€/anno] → Costo manutenzione annuo elettrolizzatore
- c_{elm} [€/h] → Costo manutenzione orario elettrolizzatore
- $\delta_{el}(t_k)$ → Attivazione elettrolizzatore

Riassumendo, i costi di manutenzione annui sono:

- Costo manutenzione Elettrolizzatore: 76.80 k€/anno
- Costo manutenzione Impianto Fotovoltaico: 800.00 k€/anno

Il programma ci permette di calcolare i valori economici solamente per un periodo di tempo di un anno, per studiare il comportamento economico di un certo orizzonte temporale, si ipotizza che i flussi di cassa si ripetano per ogni anno. Con questa ipotesi si possono riassumere nella tabella 3.8 i flussi di cassa ed è possibile calcolare gli indici di nostro interesse.

Tabella 3.8: Flussi di Cassa Vendita Idrogeno

Flussi di Cassa					
Anno	Costo Impianto				
0	-64.00 M€				
Anno	Ricavi vendita energia	Costi acquisto energia	Ricavi vendita Idrogeno	Costo manutenzione	Flusso cassa annuale
1 - 15	7.25 M€	-22.00 k€	3.60 M€	-876.80 k€	9.95 M€
NPV	39.17 M€				
IRR	13.07 %				

L'investimento risulta essere redditizio basandosi su un tasso di interesse pari al 5 %, infatti l'IRR risulta pari al 13,07%. Anche l'NPV conferma questo dato in quanto il valore risulta di gran lunga maggiore di zero.

3.3.2 Analisi sensitività

In questa sezione si vogliono effettuare delle nuove analisi al variare dei costi dei componenti quali l'impianto fotovoltaico e l'elettrolizzatore. Si otterranno quindi delle analisi economiche parametrizzate per i costi dei componenti, che ci permetteranno di trarre delle conclusioni sul componente che influisce di più sull'analisi economica. I costi con cui verranno ricalcolati gli indici finanziari sono:

Per l'impianto fotovoltaico:

- $c_{pv_i} = 400.00 - 500.00 - 600.00 \text{ €/kW}$
- $C_{pv_i} = c_{pv_i} \cdot PV_{rate} = 48.00 - 60.00 - 72.00 \text{ M€}$
- $C_{pv_m} = 20\% \cdot C_{pv_i} = 9.60 - 12.00 - 14.40 \text{ M€/anno}$

Per l'elettrolizzatore:

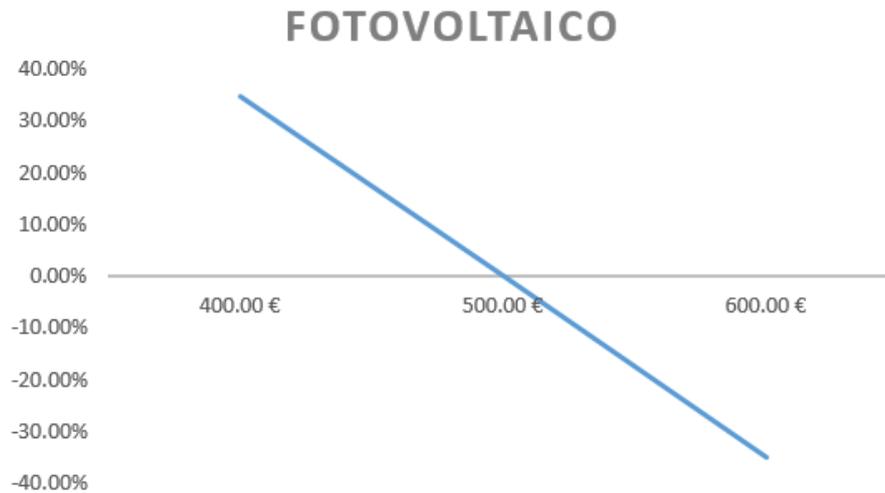
- $c_{el_i} = 160.00 - 200.00 - 240.00 \text{ €/kW}$
- $C_{el_i} = c_{el_i} \cdot P_{el_{max}} = 3.20 - 4.00 - 4.80 \text{ M€}$
- $c_{el_m} = \frac{20\% \cdot C_{el_i}}{L_{el}} = 21.34 - 26.67 - 32.00 \text{ €/h}$

La tabella 3.9 ci mostra un riassunto delle varie analisi eseguite sul problema. Quello che si può notare è che la variazione dei costi dell'elettrolizzatore, influisce sulle quantità di energia elettrica e di idrogeno vendute. All'aumentare del suo costo orario si preferisce più vendere in rete elettrica per risparmiare sulla sua attivazione, quando invece il costo si abbassa il comportamento è contrario. L'energia acquistata è sempre costante in quanto serve solamente per alimentare il carico costante quando l'impianto non produce.

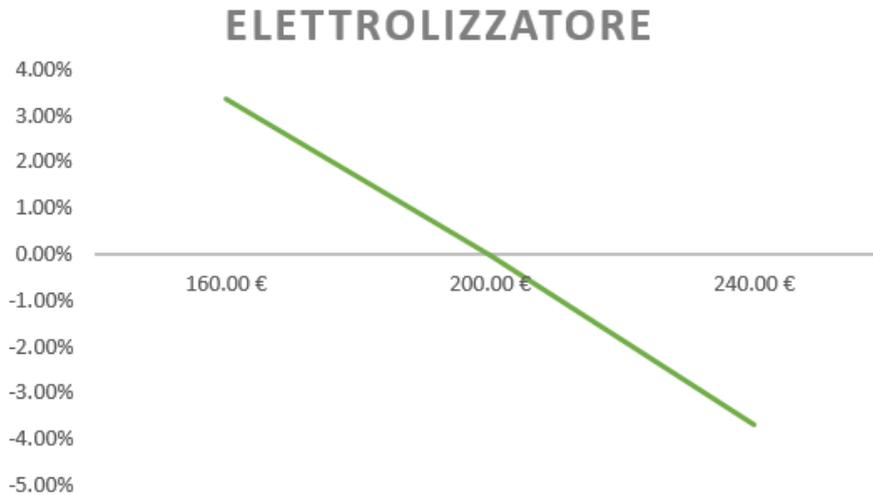
Tabella 3.9: Tabella Sensitività

Tabella Riassuntiva Analisi sensitività					
	Elettrolizzatore		Costo Impianto		Tasso interesse
	160 €/kW	240 €/kW	400 €/kW	600 €/kW	10%
NPV	40.50 M€	37.74 M€	52.80 M€	25.50 M€	11.60 M€
IRR	13.41%	12.71%	17.75%	9.63%	13.07%
Profitto totale	10.50 M€	10.27 M€	10.36 M€	10.36 M€	10.36 M€
Vendita Energia Elettrica	6.95 M€	7.60 M€	7.25 M€	7.25 M€	7.25 M€
Acquisto Energia Elettrica	-22.00 k€	-22.00 k€	-22.00 k€	-22.00 k€	-22 k€
Vendita Idrogeno	3.93 M€	3.20 M€	3.60 M€	3.60 M€	3.60 M€
Costo Elettrolizzatore	-0.40 M€	-0.49 M€	-0.46 M€	-0.46 M€	-0.46 M€
Energia convertita in H2	62.40 GWh	50.80 GWh	57.04 GWh	57.04 GWh	57.04 GWh
Energia acquistata dalla rete	198.05 MWh	198.05 MWh	198.05 MWh	198.05 MWh	198.05 MWh
Energia venduta in rete	131.70 GWh	143.30 GWh	137.07 GWh	137.07 GWh	137.07 GWh
Energia assorbita dal carico	438.00 MWh	438.00 MWh	438.00 MWh	438.00 MWh	438.00 MWh

Gli indici finanziari si comportano diversamente al variare del costo dei due componenti, questo può vedersi dalla figura 3.18. Mentre sull'asse delle ascisse vengono mostrati i costi dei componenti, sull'asse delle ordinate troviamo la variazione del NPV rispetto al valore base, calcolato nell'analisi economica. Le variazioni del 20% sui costi dell'elettrolizzatore comportano variazioni del 3% sul valore attuale netto, mentre variazioni del 20% sui costi dell'impianto fotovoltaico portano a variazioni dell'NPV pari al 30%. Questo è ovvio, visto il grande costo di investimento derivante dall'installazione di una struttura fotovoltaica di questa taglia.



(a) NPV - Fotovoltaico



(b) NPV - Elettrolizzatore

Figura 3.18: Risultati Analisi Sensibilità

Conclusioni

Lo scenario attuale mostra come il nostro modello di sviluppo, porterà al costante peggioramento di tutte le problematiche odierne. L'impatto ambientale di tutte le nostre azioni giornaliere ci potrebbero portare a situazioni di irreversibilità, dove non sarà più possibile tornare sui propri passi. Per mantenere l'attuale sviluppo economico e tutti i benefici connessi, bisogna agire con una visione più ampia, che comprende anche le problematiche ambientali e la salvaguardia delle generazioni future. La ricerca e lo sviluppo di nuove tecnologie, l'attenzione verso i consumi e l'incremento delle fonti rinnovabili potrebbe essere la strada giusta per risolvere i problemi del complesso settore energetico. Gli obiettivi stabiliti dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima risultano quasi irraggiungibili se non si provvederà a creare nuove centrali di produzione da fonti rinnovabili.

L'utilizzo del software 'H2-MILP' ci ha permesso di effettuare svariate ottimizzazioni per tipologie diverse di sistemi e con parametri variabili, deducendo dai risultati per quale determinata situazione il sistema risultasse più competitivo. L'analisi di sistemi multi-energetici mostra come sistemi dotati di più vettori energetici, con possibilità di accumulo, possano seguire su richiesta, determinati profili di potenza. Questo comportamento è uno dei più richiesti alle grandi centrali elettriche alimentate da combustibili fossili. Questo fa capire l'importanza e la potenzialità delle fonti che abbiamo a disposizione. L'utilizzo dell'idrogeno permette ad un sistema fotovoltaico, caratterizzato dalla non programmabilità della produzione, di poter gestire al meglio l'energia prodotta, utilizzandola anche quando la sua produzione viene a mancare. L'impiego di questa risorsa naturale, largamente accessibile potrà quindi contribuire in modo determinante sulla riduzione delle emissioni inquinanti, viste le sue svariate possibilità di utilizzo. La rete del metano, già nelle condizioni attuali senza alcun tipo di modifica, è stata testata per contenere percentuali di idrogeno del 10%, guardando ad un futuro prossimo si potrebbe pensare di aumentare questa percentuale e permettere anche ai sistemi di riscaldamento di lavorare senza immissioni in atmosfera. La ragione per cui la penetrazione dell'idrogeno risulta modesta è legata ai costi da sostenere per produrre energia elettrica che risultano ancora elevati e la preferenza ricade sempre verso l'energia più economica. Nel caso la contabilità tenesse conto anche degli effetti sulla salute e sull'ambiente, l'idrogeno risulterebbe molto più vantaggioso rispetto ad altri vettori.

L'utilizzo di questi sistemi energetici integrati offrono sicurezza dell'approvvigionamento, compresa la prevenzione dei blackout, un maggiore assorbimento delle fluttuazioni energetiche e quindi una decarbonizzazione più rapida e rispettosa dell'ambiente. Gli operatori di rete potrebbero trarre vantaggio dalla potenziale flessibilità e quindi dall'aumento di stabilità della rete derivante dalle sinergie di produzione, stoccaggio e domanda. Le reti ibride consentono attività oltre i confini tradizionali di reti a vettore singolo, come ad esempio la capacità di vendere o acquistare energia tra più reti o sfruttando le maggiori opportunità per il rifornimento energetico. Un mercato così intensificato potrebbe anche portare a nuove forme di concorrenza. Ad oggi però, la diffusione di questi sistemi è molto scarsa; la maggior parte della produzione di energia elettrica è affidata alle grosse centrali termoelettriche a combustibili fossili, mentre le potenzialità dell'idrogeno non vengono sfruttate appieno. Non è tuttavia da escludere che in un futuro, i sistemi ibridi possano essere alla base di una nuova concezione energetica, dove le sinergie tra diversi vettori energetici possono accompagnarci verso uno sviluppo sostenibile.

Bibliografia

- [1] R.Schmidt-O.Terreros-D.Schmidt-T.Kneiske "DHC Annex TS3 Hybrid Energy Networks: District heating and cooling networks in an integrated energy system context", Annex Text ,2018.
- [2] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, Y. Ding, Progress in electrical energy storage system: A critical review; Progress in Natural Science; 19 (2009); 291- 312.
- [3] A. Alai, Creazione e validazione di un modello per lo sfruttamento dell'idrogeno come vettore di accumulo dell'energia elettrica; Tesi di Laurea in Sistemi energetici LM, Università di Bologna
- [4] Syed Faizan Ali Shah-Irfan A. Khan-Hassan Abbas Khan "Performance Evaluation of Two Similar 100 MW Solar PV Plants Located in Environmentally Homogeneous Conditions", IEEE, 2019
- [5] M. Ronchetti, Celle a Combustibile. Stato di sviluppo e prospettive della tecnologia; Gennaio 2008; ENEA
- [6] M. Carmo, D.L. Fritz, J. Mergel, D: Stolten, A comprehensive review on PEM water electrolysis; International Journal of Hydrogen Energy; 38 (2013); 4901-4934.
- [7] M. Conte, G. Graditi, M.G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, E: Telaretti, G. Zizzo, Analisi e definizioni di strategie di gestione e controllo di sistemi di accumulo elettrico per applicazioni in reti di distribuzione attive automatizzate. Report 1 – Analisi dello stato dell'arte; Report RdS/2011/303; ENEA
- [8] F.P. Vivoli, S. Castello, F. De Lia, G. Graditi, A. Scognamiglio, L. Zingarelli, R. Schioppo, P. Signoretti, E. Spinelli, Progettare e installare un impianto fotovoltaico; ENEA 2008; ISBN 88-8286-159-7.
- [9] Fahad Alhuwaishel, Ahmed Allehyani, Sinan Al-Obaidi, Prasad Enjeti, "A Medium Voltage DC Collection Grid for Large Scale PV Power Plants with Interleaved Modular Multilevel Converter"; IEEE, 2019
- [10] H. Yang , Y. Pu, Y. Qiu , Q. Li , W. Che, Multi-Time Scale Integration of Robust Optimization with MPC for Islanded Hydrogen-Based Microgrid; 2019 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC).
- [11] F. Maffioli "Elementi di Programmazione Matematica", Casa Editrice Ambrosiana, 2000.

- [12] Fabio Schoen "Fondamenti di ricerca operativa", Lulu.com ,2012
- [13] Sullivan-Wicks-Luxhoj "Economia Applicata all'ingegneria", Pearson Prentice Hall ,2006
- [14] Vandana Rallabandi, Oluwaseun M.Akeyo, Nicholas Jewell, Dan M.Ionel "Incorporating Battery Energy Systems Into Multi-MW Grid Connected PV Systems", IEEE ,2019
- [15] <https://www.financecue.it>
- [16] <https://www.metalartsnc.it>
- [17] <https://www.miniwatt.it>
- [18] <https://www.wikipedia.org>
- [19] <https://www.energiarinnovabile.org>
- [20] <https://www.wired.it>
- [21] <https://www.terna.it>
- [22] <https://www.voltimum.it>
- [23] <https://www.energiaoltre.it>

File Python “H2-MILP”

```
from numpy import *
import matplotlib.pyplot as plt
from pulp import *
import csv
import numpy_financial as npf

# Attivazione Componenti [0/1] 0 Disattivato 1 Attivato
#E' possibile escludere dall'analisi alcuni componenti del sistema.
Grid_Purchase = 1
Grid_Sold = 1
Battery = 0
Tank = 0
Electrolyzer = 1
Fuel_Cell = 0
Grid_Methane = 1
LOAD = 0.05 # [MW]

# Considerazione costi [0/1] 0 Disattivato 1 Attivato
Cost_Battery = 1
Cost_Tank = 1
Cost_Electrolyzer = 1
Cost_Fuel_Cell = 1
Oneri_Sistema = 1

# E' possibile verificare se il sistema riesca a seguire una richiesta da parte della rete. [0/1] 0 Disattivato 1
Attivato
# Lettura "Profilo_rete.csv" Richiesta 4 ore.
profilo = 0
```

```
# Profilo richiesta rete 9 ore. [0/1] 0 Disattivato 1 Attivato
# Lettura "Profilo_rete9.csv"
Riserva_teziaia = 0

# Coefficienti moltiplicativi costi componenti
fattore_Energia = 1 # Fattore moltiplicativo Prezzi Energia Elettrica (base lettura "Cs_year.csv")
fattore_Fue = 1 # Fattore moltiplicativo Costo Fuel Cell (base_fc = 150 )
fattore_Ele = 1 # Fattore moltiplicativo Costo Elettrolizzatore (base_el = 200)
fattore_Pv = 0 # Aggiunge 100 * fattore_Pv al costo unitario Fotovoltaico (base = 500)
fattore_Profilo = 1 # Fattore moltiplicativo Profilo Rete (base = 30)

# Definizione liste per sintesi risultati
R_electrical_tot = [0] # Revenue per vendita energia elettrica
R_H2_tot = [0] # Revenue per vendita idrogeno
C_electrical_tot = [0] # Costo acquisto energia elettrica
C_Battery_tot = [0] # Costo utilizzo batterie
C_electrolyzer_tot = [0] # Costo utilizzo elettrolizzatore
C_fuelcell_tot = [0] # Costo utilizzo fuel cell
C_tank_tot = [0] # Costo utilizzo Serbatoio
Cm_fuelcell_tot = [0]
Cm_electrolyzer_tot = [0]
EPV_tot = [0] # Energia prodotta Fotovoltaico
obj_tot = [0] # Funzione obiettivo
E_el_H2_tot = [0] # Energia elettrica convertita in H2
E_fc_electrical_tot = [0] # Energia elettrica prodotta da H2
E_s_tot = [0] # Energia elettrica venduta in rete
E_p_tot = [0] # Energia elettrica acquistata dalla rete
E_bc_tot = [0] # Energia utilizzata per caricare batterie
E_bd_tot = [0] # Energia prelevata dalle batterie
E_load_tot = [0] # Energia richiesta dal carico
M_el_tot = [0] # Massa H2 prodotta dall'elettrolizzatore
M_fc_tot = [0] # Massa H2 utilizzata dalla fuel cell
```

```
M_grid_tot = [0] # Massa H2 venduta sulla rete metano
```

```
# Scelta tempi Analisi
```

```
#L'ottimizzazione viene effettuata in periodi di circa 12 settimane (3 mesi) per analizzare l'intero anno.
```

```
# Step_mesi ci indica il numero di ottimizzazioni in un anno, ovvero numero di cicli.
```

```
step_mesi = 4
```

```
for j in range(step_mesi):
```

```
    if j == 0:
```

```
        mese_in = 1 # Mese inizio analisi [1-12]
```

```
        g_in = 1 # Giorno inizio analisi [1-31]
```

```
        h_in = 0 # Ora inizio analisi [0-23]
```

```
        mese_fin = 3 # Mese fine analisi [1-12]
```

```
        g_fin = 31 # Giorno fine analisi [1-31]
```

```
        h_fin = 23 # Ora fine analisi [0-23]
```

```
    if j == 1:
```

```
        mese_in = 4 # Mese inizio analisi [1-12]
```

```
        g_in = 1 # Giorno inizio analisi [1-31]
```

```
        h_in = 0 # Ora inizio analisi [0-23]
```

```
        mese_fin = 6 # Mese fine analisi [1-12]
```

```
        g_fin = 30 # Giorno fine analisi [1-31]
```

```
        h_fin = 23 # Ora fine analisi [0-23]
```

```
    if j == 2:
```

```
        mese_in = 7 # Mese inizio analisi [1-12]
```

```
        g_in = 1 # Giorno inizio analisi [1-31]
```

```
        h_in = 0 # Ora inizio analisi [0-23]
```

```
        mese_fin = 9 # Mese fine analisi [1-12]
```

```
        g_fin = 30 # Giorno fine analisi [1-31]
```

```
h_fin = 23 # Ora fine analisi [0-23]
```

```
if j == 3:
```

```
    mese_in = 10 # Mese inizio analisi [1-12]
```

```
    g_in = 1 # Giorno inizio analisi [1-31]
```

```
    h_in = 0 # Ora inizio analisi [0-23]
```

```
    mese_fin = 12 # Mese fine analisi [1-12]
```

```
    g_fin = 31 # Giorno fine analisi [1-31]
```

```
    h_fin = 23 # Ora fine analisi [0-23]
```

```
# I dati di partenza sono dipendenti dalla produzione fotovoltaica.
```

```
# Questa ci viene fornita tramite valori di energia calcolate per dato intervallo di tempo (delta_t)
```

```
N_int = 24
```

```
delta_t = 24 / N_int
```

```
# I seguenti cicli for ci permettono di riferirci alle colonne esatte dei file .csv scelti ora, giorno e mese di analisi.
```

```
# I file di partenza risultano avere una riga vuota tra due righe di valori, ecco il motivo per l'utilizzo del 2.
```

```
giorno = 0
```

```
giornoin = 0
```

```
for m in range(mese_fin - 1):
```

```
    if m == 0:
```

```
        giorno = giorno + 31
```

```
        if m == mese_in - 2:
```

```
            giornoin = giorno
```

```
    elif m == 1:
```

```
        giorno = giorno + 28
```

```
        if m == mese_in - 2:
```

```
            giornoin = giorno
```

```
    elif m == 2:
```

```
        giorno = giorno + 31
```

```
    if m == mese_in - 2:
        giornoin = giorno
elif m == 3:
    giorno = giorno + 30
    if m == mese_in - 2:
        giornoin = giorno
elif m == 4:
    giorno = giorno + 31
    if m == mese_in - 2:
        giornoin = giorno
elif m == 5:
    giorno = giorno + 30
    if m == mese_in - 2:
        giornoin = giorno
elif m == 6:
    giorno = giorno + 31
    if m == mese_in - 2:
        giornoin = giorno
elif m == 7:
    giorno = giorno + 31
    if m == mese_in - 2:
        giornoin = giorno
elif m == 8:
    giorno = giorno + 30
    if m == mese_in - 2:
        giornoin = giorno
elif m == 9:
    giorno = giorno + 31
    if m == mese_in - 2:
        giornoin = giorno
elif m == 10:
    giorno = giorno + 30
```

```

        if m == mese_in - 2:
            giornoin = giorno
        elif m == 11:
            giorno = giorno + 31
            if m == mese_in - 2:
                giornoin = giorno

row_analisi_in = (h_in + 24 * (giornoin + g_in - 1)) * 2
row_analisi_fin = (1 + h_fin + 24 * (giorno + g_fin - 1)) * 2

print("L'analisi è stata eseguita: \n dal " + str(g_in) + '/' + str(mese_in) + ' alle ore ' + str(h_in)
      + '\n al ' + str(g_fin) + '/' + str(mese_fin) + ' alle ore ' + str(h_fin) + '\n')

# Dati PV
PV = [0]
time = [0]
PVrate = 120 # [MW]
ci_pv = 500 + 100 * fattore_Pv # [€/KW] Costo Unitario Impianto Fotovoltaico INPUT
Ci_pv = ci_pv * PVrate * 1000 # [€]
Cm_pv = 0.2 * Ci_pv # [€] Costo Manutenzione Fuel Cell INPUT

# Lettura Produzione Fotovoltaico e Istanti di tempo
print("Reading PV production 'Produzione_Fotovoltaico.csv'")
with open('Produzione_Fotovoltaico.csv') as csv_file:
    csv_reader = csv.reader(csv_file, delimiter=',')
    for line_count, row in enumerate(csv_reader):
        if line_count == 0:
            print(f' * Column names are {", ".join(row)}')

        elif line_count < row_analisi_in and line_count != 0:
            continue

```

```

elif line_count % 2 != 0:
    PV.append(float(row[1]))
elif line_count == row_analisi_fin:
    break

print(f' * processed {len(time)} lines.')
print('PV:\n' + str(PV) + '\n')
time = range(h_in - 1, len(PV)-1)
print('Time:\n' + str(time) + '\n')
EPV = sum(PV) # [MWh]
heq = EPV / PVrate # [h]
print('PV production = {:.2f} MWh\n'.format(EPV))
print('PV heq = {:.2f} h\n'.format(heq))

# Dati Grid
Cs = [0]

# Lettura prezzi vendita energia elettrica
print("Reading electricity prices from 'Cs_year.csv'")
with open('Cs_year.csv') as csv_file:
    csv_reader = csv.reader(csv_file, delimiter=',')
    for line_count, row in enumerate(csv_reader):
        if line_count == 0:
            print(f' * Column names are {"", ".join(row)}')

        elif line_count < row_analisi_in and line_count != 0:
            continue

        elif line_count % 2 != 0:
            Cs.append(float(row[1])*fattore_Energia)

        elif line_count == row_analisi_fin:
            break

```

```

print(f' * processed {len(Cs)} lines.')
print(str(Cs) + '\n')
print('Prezzo Vendita Energia Elettrica = {:.2f} €/MWh\n'.format(mean(Cs)))
Cs[0] = Cs[1]
Cp = Cs
#Cp = len(time) * [250]
print('Prezzo Acquisto Energia Elettrica = {:.2f} €/MWh\n'.format(mean(Cp)))
C_grid = Oneri_Sistema * 60 # [€/Mwh] INPUT
Cgrid = len(time) * [C_grid]
P_s = len(time) * [0] # Definizione Lista Varibile Ottimizzazione
d_s = len(time) * [0] # Definizione Lista Varibile Ottimizzazione
P_p = len(time) * [0] # Definizione Lista Varibile Ottimizzazione
d_p = len(time) * [0] # Definizione Lista Varibile Ottimizzazione

# Limiti massimi di potenza sulla rete elettrica
P_smax = 200 # [MW] INPUT
P_pmax = 200 # [MW] INPUT

# Definizione Profilo richiesto rete elettrica
pr = [0]
prp = [0]
prn = [0]

if profilo == 0:
    pr = len(PV) * pr
    prp = len(PV) * prp
    prn = len(PV) * prn
# Lettura Profilo rete
if profilo == 1:
    if Riserva_teziararia == 1:

```

```

print("Reading electricity prices from 'Profilo_rete.csv'")
with open('Profilo_rete9.csv') as csv_file:
    csv_reader = csv.reader(csv_file, delimiter=',')
    for line_count, row in enumerate(csv_reader):
        if line_count == 0:
            print(f' * Column names are {", ".join(row)}')

        elif line_count < row_analisi_in and line_count != 0:
            continue

        elif line_count % 2 != 0:
            pr.append(float(row[1]) * fattore_Profilo)

        elif line_count == row_analisi_fin:
            break

else:
    print("Profilo richiesta rete 'Profilo_rete.csv'")
    with open('Profilo_rete.csv') as csv_file:
        csv_reader = csv.reader(csv_file, delimiter=',')
        for line_count, row in enumerate(csv_reader):
            if line_count == 0:
                print(f' * Column names are {", ".join(row)}')

            elif line_count < row_analisi_in and line_count != 0:
                continue

            elif line_count % 2 != 0:
                pr.append(float(row[1]) * fattore_Profilo)

            elif line_count == row_analisi_fin:
                break

```

```

    print(f' * processed {len(pr)} lines.\n')
    print('Profilo Richiesta Rete:\n' + str(pr) + '\n')

prp = []
prn = []
for k in range(len(PV)):
    if pr[k] >= 0:
        prp.append(pr[k])
        prn.append(0)
    else:
        prp.append(0)
        prn.append(pr[k])
print('Profilo Immissione:\n' + str(prp) + '\n')
print('Profilo Assorbimento:\n' + str(prn) + '\n')

# Dati Load
Load = len(time) * [LOAD] # [MW]
Load[0] = 0

# Dati Fuel Cell
P_fc = len(time) * [0] # Definizione Lista Varibile Ottimizzazione
q_fc = len(time) * [0] # Definizione Lista Varibile Ottimizzazione
d_fc = len(time) * [0] # Definizione Lista Varibile Ottimizzazione
# Intervallo funzionamento Fuel Cell
P_fcmax = 20 # [MW] INPUT
P_fcmin = 0.2 * P_fcmax # [MW] INPUT
eta_fc = 0.7 # Efficienza Fuel Cell INPUT
H_fc = 33 / 1000 # [MWh/Kg], (273 K, 1 bar) Rapporto Trasformazione fuel cell INPUT
ci_fc = 150 * fattore_Fue # [€/KW] Costo Unitario Fuel Cell INPUT
Ci_fc = Cost_Fuel_Cell * Fuel_Cell * ci_fc * P_fcmax * 1000 # [€]
L_fc = 20000 # [h] Vita Utile Fuel Cell INPUT
Cm_fc = Cost_Fuel_Cell * Fuel_Cell * 0.2 * Ci_fc

```

```

cm_fc = 0.2 * Ci_fc / L_fc # [€/h] Costo Manutenzione Fuel Cell INPUT
C_fc = Cost_Fuel_Cell * Fuel_Cell * (Ci_fc / L_fc + cm_fc) # [€/h]
Cfc = len(PV) * [C_fc]
print('Costo Fuel Cell = {:.2f} €/h\n'.format(mean(Cfc)))

# Dati Electrolyzer
P_el = len(time) * [0] # Definizione Lista Varibile Ottimizzazione
q_el = len(time) * [0] # Definizione Lista Varibile Ottimizzazione
d_el = len(time) * [0] # Definizione Lista Varibile Ottimizzazione
P_elmax = 20 # [MW] INPUT
P_elmin = 0.2 * P_elmax # [MW] INPUT
eta_el = 0.7 # Efficienza Elettrolizzatore INPUT
Pcs_h = 47.05 / 1000 # [MWh/Kg] Potere calorifico superiore H2
K_el = 1 / Pcs_h # [Kg/MWh], (273 K, 1 bar) Rapporto Trasformazione Elettrolizzatore INPUT
mh20 = 9 # [Kg_h20 / Kg_h2] # H2O richiesta per Kg H2 prodotto INPUT
ci_el = 200 * fattore_Ele # [€/KW] Costo Unitario Elettrolizzatore INPUT
Ci_el = Cost_Electrolyzer * Electrolyzer * ci_el * P_elmax * 1000 # [€]
L_el = 30000 # [h] Vita Utile Elettrolizzatore INPUT
Cm_el = Cost_Electrolyzer * Electrolyzer * 0.2 * Ci_el
cm_el = 0.2 * Ci_el / L_el # [€/h] Costo Manutenzione Elettrolizzatore INPUT
C_el = Cost_Electrolyzer * Electrolyzer * (Ci_el / L_el + cm_el) # [€/h]
Cel = len(PV) * [C_el]
print('Costo Elettrolizzatore = {:.2f} €/h\n'.format(mean(Cel)))

# Dati Methane Grid
c_h = 4.2345 # [€/kg] Prezzo vendita H2 INPUT
C_h = Grid_Methane * c_h # [€/Kg]
C_MWh_h = Grid_Methane * C_h / Pcs_h * eta_el # [€/MWh] Prezzo vendita H2
Cmwhh = len(time) * [C_MWh_h]
Ch = len(time) * [C_h]
print('Prezzo Vendita Idrogeno = {:.2f} €/kg'.format(mean(Ch)) + ' {:.2f}
€/MWh\n'.format(mean(Cmwhh)))

```

Dati Tank

M_tank = len(time) * [30] # [%] # Definizione Lista Varibile Ottimizzazione INPUT (valore iniziale serbatoio)

q_tank_in = len(time) * [0] # [Kg/h] # Definizione Lista Varibile Ottimizzazione

d_in = len(time) * [0] # Definizione Lista Varibile Ottimizzazione

q_tank_out = len(time) * [0] # [Kg/h] # Definizione Lista Varibile Ottimizzazione

d_out = len(time) * [0] # Definizione Lista Varibile Ottimizzazione

q_grid = len(time) * [0] # [Kg/h] # Definizione Lista Varibile Ottimizzazione

d_grid = len(time) * [0] # [Kg/h] # Definizione Lista Varibile Ottimizzazione

M_tanker = 10000 # [Kg] Capacità Serbatoio INPUT

M_max = 90 # [%] INPUT

M_min = 10 # [%] INPUT

q_grid_max = 1000 # [Kg/h] INPUT

q_tank_max = 1000 # [Kg/h] INPUT

ci_tank = 100 # [€/Kg] Costo Unitario Elettrolizzatore INPUT

Ci_tank = Cost_Tank * Tank * ci_tank * M_tanker

L_tank = 8760 * 15 # [h] Vita utile Serbatoio INPUT

Cm_tank = Cost_Tank * Tank * 0.2 * Ci_tank

cm_tank = 0.2 * Ci_tank / L_tank # [€/h] Costo manutenzione Serbatoio INPUT

C_t = Cost_Tank * Tank * (Ci_tank / L_tank + cm_tank) # [€/h]

Ctank = len(PV) * [C_t]

print('Costo Serbatoio = {:.2f} €/h\n'.format(mean(Ctank)))

Dati Battery

P_bc = len(time) * [0] # Definizione Lista Varibile Ottimizzazione

P_bd = len(time) * [0] # Definizione Lista Varibile Ottimizzazione

d_bc = len(time) * [0] # Definizione Lista Varibile Ottimizzazione

d_bd = len(time) * [0] # Definizione Lista Varibile Ottimizzazione

Soc_batt = len(time) * [20] # [%] Definizione Lista Varibile Ottimizzazione INPUT (valore iniziale Batterie)

P_bc_max = 10 # [MW] INPUT

P_bd_max = 10 # [MW] INPUT

```

Soc_min = 20 # [%] INPUT
Soc_max = 90 # [%] INPUT
E_ba = 20 # [MWh] Capacità batterie INPUT
eta_bc = 0.9 # efficienza di carica INPUT
eta_bd = 0.95 # efficienza di scarica INPUT
ci_ba = 300 # [€/KWh] Costo unitario Batterie INPUT
Ci_ba = Cost_Battery * Battery * ci_ba * E_ba * 1000 # [€]
L_ba = 3500 # [Cicli carica] INPUT
C_bc = Cost_Battery * Battery * (Ci_ba / (E_ba * L_ba * eta_bc * eta_bd)) # [€/MWh]
Cbc = len(PV) * [C_bc]
print('Costo Carica Batterie = {:.2f} €/MWh\n'.format(mean(Cbc)))
C_bd = Cost_Battery * Battery * (Ci_ba / (E_ba * L_ba * eta_bd)) # [€/MWh]
Cbd = len(PV) * [C_bd]
print('Costo Scarica Batterie = {:.2f} €/MWh\n'.format(mean(Cbd)))

# Ottimizzazione Tramite pacchetto PULP
prob = LpProblem('Pulp', LpMinimize)

# Variabili
for i in range(len(time) - 1):
    if Grid_Purchase == 1:
        d_p[i + 1] = LpVariable("d_p " + str(i + 1), cat=LpBinary)
        P_p[i + 1] = LpVariable("P_p " + str(i + 1), lowBound=0)
    if Grid_Sold == 1:
        P_s[i + 1] = LpVariable("P_s " + str(i + 1), lowBound=0)
        d_s[i + 1] = LpVariable("d_s " + str(i + 1), cat=LpBinary)
    if Electrolyzer == 1:
        P_el[i + 1] = LpVariable("P_el " + str(i + 1), lowBound=0)
        d_el[i + 1] = LpVariable("d_el " + str(i + 1), cat=LpBinary)
    if Fuel_Cell == 1:
        d_fc[i + 1] = LpVariable("d_fc " + str(i + 1), cat=LpBinary)
        P_fc[i + 1] = LpVariable("P_fc " + str(i + 1), lowBound=0)
    if Grid_Methane == 1:

```

```

q_grid[i + 1] = LpVariable("q_grid " + str(i + 1), lowBound=0)
d_grid[i + 1] = LpVariable("d_grid " + str(i + 1), cat=LpBinary)
if Tank == 1:
    q_tank_in[i + 1] = LpVariable("q_tank_in " + str(i + 1), lowBound=0)
    d_in[i + 1] = LpVariable("d_in " + str(i + 1), cat=LpBinary)
    q_tank_out[i + 1] = LpVariable("q_tank_out " + str(i + 1), lowBound=0)
    d_out[i + 1] = LpVariable("d_out " + str(i + 1), cat=LpBinary)
if Battery == 1:
    P_bc[i + 1] = LpVariable("P_bc " + str(i + 1), lowBound=0)
    d_bc[i + 1] = LpVariable("d_bc " + str(i + 1), cat=LpBinary)
    d_bd[i + 1] = LpVariable("d_bd " + str(i + 1), cat=LpBinary)
    P_bd[i + 1] = LpVariable("P_bd " + str(i + 1), lowBound=0)

# Vincoli
for i in range(len(time) - 1):
    prob += (PV[i + 1] - Load[i + 1] * delta_t - P_el[i + 1] * delta_t + P_fc[i + 1] * delta_t + P_p[
        i + 1] * delta_t - P_s[i + 1] * delta_t
        + P_bd[i + 1] * delta_t - P_bc[i + 1] * delta_t) == 0 # Bilancio nodo elettrico
    if prp[i + 1] > 0:
        prob += (P_s[i + 1] - prp[i + 1]) ==
    if prn[i + 1] < 0:
        prob += (P_p[i + 1] + prn[i + 1]) == 0
    q_el[i + 1] = eta_el * K_el * P_el[i + 1]
    q_fc[i + 1] = P_fc[i + 1] * (1 / (eta_fc * H_fc))
    prob += (q_el[i + 1] * delta_t - q_fc[i + 1] * delta_t - q_tank_in[i + 1] * delta_t + q_tank_out[
        i + 1] * delta_t
        - q_grid[i + 1] * delta_t) == 0 # Bilancio nodo idrogeno
    M_tank[i + 1] = M_tank[i] + (q_tank_in[i + 1] - q_tank_out[i + 1]) * delta_t * (100 / M_tanker)
    Soc_batt[i + 1] = Soc_batt[i] + (P_bc[i + 1] * eta_bc - P_bd[i + 1] * (1 / eta_bd)) * delta_t * (100 / E_ba)
    prob += (P_el[i + 1] >= d_el[i + 1] * P_elmin)
    prob += (P_el[i + 1] <= d_el[i + 1] * P_elmax)
    prob += (P_fc[i + 1] >= d_fc[i + 1] * P_fcmin)

```

```

prob += (P_fc[i + 1] <= d_fc[i + 1] * P_fcmax)
prob += (d_el[i + 1] + d_fc[i + 1] >= 0)
prob += (d_el[i + 1] + d_fc[i + 1] <= 1)
prob += (q_grid[i + 1] <= d_grid[i + 1] * q_grid_max)
prob += (q_tank_in[i + 1] <= d_in[i + 1] * q_tank_max)
prob += (q_tank_out[i + 1] <= d_out[i + 1] * q_tank_max)
prob += (d_in[i + 1] + d_out[i + 1] >= 0)
prob += (d_in[i + 1] + d_out[i + 1] <= 1)
prob += (P_s[i + 1] <= d_s[i + 1] * P_smax)
prob += (P_p[i + 1] <= d_p[i + 1] * P_pmax)
prob += (d_p[i + 1] + d_s[i + 1] >= 0)
prob += (d_p[i + 1] + d_s[i + 1] <= 1)
prob += (P_bc[i + 1] <= d_bc[i + 1] * P_bc_max)
prob += (P_bd[i + 1] <= d_bd[i + 1] * P_bd_max)
prob += (d_bc[i + 1] + d_bd[i + 1] <= 1)
prob += (d_bc[i + 1] + d_bd[i + 1] >= 0)
prob += (M_tank[i + 1] <= M_max)
prob += (M_tank[i + 1] >= M_min)
prob += (Soc_batt[i + 1] <= Soc_max)
prob += (Soc_batt[i + 1] >= Soc_min)

# Stato finale = Stato iniziale Serbatoio
prob += lpSum([q_tank_in[k + 1] - q_tank_out[k + 1] for k in range(len(time) - 1)]) == 0

# Stato finale = Stato iniziale Batterie
prob += lpSum([P_bc[k + 1] - P_bd[k + 1] for k in range(len(time) - 1)]) == 0

# Funzione obiettivo
prob += lpSum([(Cej[j + 1] * d_el[j + 1] * delta_t + Cfc[j + 1] * d_fc[j + 1] * delta_t
+ Cp[j + 1] * P_p[j + 1] * delta_t - Cs[j + 1] * P_s[j + 1] * delta_t
+ Cgrid[j + 1] * P_p[j + 1] * delta_t
+ Cbc[j + 1] * P_bc[j + 1] * delta_t + Cbd[j + 1] * P_bd[j + 1] * delta_t
- Ch[j + 1] * q_grid[j + 1] * delta_t + Ctank[j + 1] * delta_t for j in
range(len(time) - 1)])

```

```

# Risoluzione
# print(prob)

status = prob.solve()

obj = value(prob.objective)

# Il programma come impostazione di default appende nelle liste delle variabili precedentemente definite i
nomi di queste.

# Il ciclo for seguente converte i nomi nei corrispettivi valori

for i in range(len(time) - 1):

    if Grid_Purchase == 1:

        d_p[i + 1] = value(d_p[i + 1])
        P_p[i + 1] = value(P_p[i + 1])

    if Grid_Sold == 1:

        P_s[i + 1] = value(P_s[i + 1])
        d_s[i + 1] = value(d_s[i + 1])

    if Electrolyzer == 1:

        P_el[i + 1] = value(P_el[i + 1])
        d_el[i + 1] = value(d_el[i + 1])
        q_el[i + 1] = value(q_el[i + 1])

    if Fuel_Cell == 1:

        d_fc[i + 1] = value(d_fc[i + 1])
        P_fc[i + 1] = value(P_fc[i + 1])
        q_fc[i + 1] = value(q_fc[i + 1])

    if Grid_Methane == 1:

        q_grid[i + 1] = value(q_grid[i + 1])
        d_grid[i + 1] = value(d_grid[i + 1])

    if Tank == 1:

        q_tank_in[i + 1] = value(q_tank_in[i + 1])
        d_in[i + 1] = value(d_in[i + 1])
        q_tank_out[i + 1] = value(q_tank_out[i + 1])
        d_out[i + 1] = value(d_out[i + 1])
        M_tank[i + 1] = value(M_tank[i + 1])

```

```

if Battery == 1:
    P_bc[i + 1] = value(P_bc[i + 1])
    d_bc[i + 1] = value(d_bc[i + 1])
    d_bd[i + 1] = value(d_bd[i + 1])
    P_bd[i + 1] = value(P_bd[i + 1])
    Soc_batt[i + 1] = value(Soc_batt[i + 1])
# Print value
print('Periodo:\n' + str(j+1) + '\n')
print('Power Electrolyzer:\n' + str(P_el) + '\n')
print('Power Fuel Cell:\n' + str(P_fc) + '\n')
print('Power Sold:\n' + str(P_s) + '\n')
print('Power Purchase:\n' + str(P_p) + '\n')
print('Power Battery Charging:\n' + str(P_bc) + '\n')
print('Power Battery Discharging:\n' + str(P_bd) + '\n')
print('State of Charging:\n' + str(Soc_batt) + '\n')
print('Flow Rate Electrolyzer:\n' + str(q_el) + '\n')
print('Flow Rate Fuel Cell:\n' + str(q_fc) + '\n')
print('Flow Rate Tank In:\n' + str(q_tank_in) + '\n')
print('Flow Rate Tank Out:\n' + str(q_tank_out) + '\n')
print('Flow Rate Sold:\n' + str(q_grid) + '\n')
print('State of H2 tank:\n' + str(M_tank) + '\n')
# Stato Ottimizzazione
print("Stato Ottimizzazione:", LpStatus[prob.status] + '\n')
print('Objective:\n' + str(obj) + '\n')

# Preparazione grafici
# Alcune variabili vengono rese negative per la migliore comprensione dei grafici.
# Questi non vengono stampati se la lunghezza temporale è maggiore di una settimana in quanto si perde
la chiarezza di questi
if len(time) < 24 * 7:
    Pfcn = []
    Ppn = []

```

```

Pbdn = []
qtankoutn = []
lps = []
lpspel = []
ppnpfcn = []
qgridqfc = []
prnpfcn = []
ppnpfcnpbdn = []
prpn = []
cpcg=[]

for k in range(len(time)):
    Pfcn.append(-P_fc[k])
    Ppn.append(-P_p[k])
    Pbdn.append(-P_bd[k])
    prpn.append(-prp[k])
    qtankoutn.append(-q_tank_out[k])
    lps.append(Load[k] + P_s[k])
    lpspel.append(Load[k] + P_s[k] + P_el[k])
    ppnpfcn.append(Ppn[k] + Pfcn[k])
    qgridqfc.append(q_grid[k] + q_fc[k])
    prnpfcn.append(prn[k] + Pfcn[k])
    ppnpfcnpbdn.append(Ppn[k] + Pfcn[k] + Pbdn[k])
    cpcg.append(Cp[k]+Cgrid[k])

    if P_bc[k] == 0:
        d_bc[k] = 0
    if P_bd[k] == 0:
        d_bd[k] = 0
    if P_el[k] == 0:
        d_el[k] = 0
    if P_fc[k] == 0:

```

```

d_fc[k] = 0
if P_s[k] == 0:
    d_s[k] = 0
if P_p[k] == 0:
    d_p[k] = 0
if q_grid[k] == 0:
    d_grid[k] = 0
if q_tank_in[k] == 0:
    d_in[k] = 0
if q_tank_out[k] == 0:
    d_out[k] = 0

```

Grafico a barre

```

plt.figure(1)
if profilo == 0:
    plt.plot(time, PV, 'black', linewidth=2)
    plt.bar(time, Load, facecolor='grey', edgecolor='white')
    plt.bar(time, P_el, facecolor='green', edgecolor='white', bottom=Ips)
    plt.bar(time, P_s, facecolor='blue', edgecolor='white', bottom=Load)
    plt.bar(time, Ppn, facecolor='cyan', edgecolor='white')
    plt.bar(time, Pfcn, facecolor='yellow', edgecolor='white', bottom=Ppn)
    plt.bar(time, P_bc, facecolor='red', edgecolor='white', bottom=Ipspel)
    plt.bar(time, Pbdn, facecolor='magenta', edgecolor='white', bottom=ppnpfcn)
    plt.title('Flussi di Potenza Elettrica dal ' + str(g_in) + '/' + str(mese_in) + ' alle ore ' + str(h_in) + ':00'
              + ' al ' + str(g_fin) + '/' + str(mese_fin) + ' alle ore ' + str(h_fin) + ':00')
    plt.xlabel('Tempo [h]')
    plt.ylabel('MW')
    plt.legend(
        ['Fotovoltaico', 'Carico', 'Elettrolizzatore', 'Vendita', 'Acquisto',
         'Fuel Cell', 'Carica Batterie', 'Scarica Batterie'], loc='best')
plt.show()

```

```

if profilo == 1:
    plt.plot(time, PV, 'black', linewidth=2)
    plt.bar(time, Load, facecolor='grey', edgecolor='white')
    plt.bar(time, P_el, facecolor='green', edgecolor='white', bottom=lps)
    plt.bar(time, P_s, facecolor='blue', edgecolor='white', bottom=Load)
    plt.bar(time, Ppn, facecolor='cyan', edgecolor='white')
    plt.bar(time, Pfcn, facecolor='yellow', edgecolor='white', bottom=Ppn)
    plt.bar(time, P_bc, facecolor='red', edgecolor='white', bottom=lpspel)
    plt.bar(time, Pbdn, facecolor='magenta', edgecolor='white', bottom=ppnpfcn)
    plt.bar(time, prpn, facecolor='brown', edgecolor='white', bottom=ppnpfcnpbdn)
    plt.title('Flussi di Potenza Elettrica dal ' + str(g_in) + '/' + str(mese_in) + ' alle ore ' + str(h_in) + ':00'
            + ' al ' + str(g_fin) + '/' + str(mese_fin) + ' alle ore ' + str(h_fin) + ':00')
    plt.xlabel('Tempo [h]')
    plt.ylabel('MW')
    plt.legend(
        ['Fotovoltaico', 'Carico', 'Elettrolizzatore', 'Vendita', 'Acquisto',
         'Fuel Cell', 'Carica Batterie', 'Scarica Batterie', 'Richiesta Rete'], loc='best')
    plt.show()

plt.figure(2)
plt.plot(time, q_el, 'green', linewidth=3)
plt.bar(time, q_grid, facecolor='blue', edgecolor='white')
plt.bar(time, q_fc, facecolor='yellow', edgecolor='white', bottom=q_grid)
plt.bar(time, q_tank_in, facecolor='red', edgecolor='white', bottom=qgridqfc)
plt.bar(time, qtankoutn, facecolor='magenta', edgecolor='white')
plt.title('Flussi di Idrogeno dal ' + str(g_in) + '/' + str(mese_in) + ' alle ore ' + str(h_in) + ':00'
        + ' al ' + str(g_fin) + '/' + str(mese_fin) + ' alle ore ' + str(h_fin) + ':00')
plt.xlabel('Tempo [h]')
plt.ylabel('Kg/h')
plt.legend(['Elettrolizzatore', 'Vendita', 'Fuel Cell', 'Entrata Serbatoio', 'Uscita Serbatoio'], loc='best')
plt.show()

```

```

# Plot
plt.figure(3)
plt.plot(time, Cs, 'bo')
plt.plot(time, cpcg, 'cs')
plt.plot(time, Cmw hh, 'g^')
plt.title('Prezzi Energia dal ' + str(g_in) + '/' + str(mese_in) + ' alle ore ' + str(h_in) + ':00'
          + ' al ' + str(g_fin) + '/' + str(mese_fin) + ' alle ore ' + str(h_fin) + ':00')
plt.legend(['Vendita Energia Elettrica', 'Acquisto Energia Elettrica', 'Vendita Idrogeno'],
           loc='best')
plt.xlabel('Tempo [h]')
plt.ylabel('€/MWh')

plt.figure(4)
plt.subplot(211)
plt.plot(time, M_tank, 'green')
plt.title('Stato Serbatoio Idrogeno dal ' + str(g_in) + '/' + str(mese_in) + ' alle ore ' + str(h_in) + ':00'
          + ' al ' + str(g_fin) + '/' + str(mese_fin) + ' alle ore ' + str(h_fin) + ':00')
plt.xlabel('Tempo [h]')
plt.ylabel('%')
plt.subplot(212)
plt.plot(time, Soc_batt, 'red')
plt.title('Stato Batterie dal ' + str(g_in) + '/' + str(mese_in) + ' alle ore ' + str(h_in) + ':00'
          + ' al ' + str(g_fin) + '/' + str(mese_fin) + ' alle ore ' + str(h_fin) + ':00')
plt.xlabel('Tempo [h]')
plt.ylabel('% ')
plt.show()

plt.figure(5)
plt.subplot(221)
plt.plot(time, d_s, 'blue', linewidth=3)
plt.plot(time, d_p, 'cyan', linewidth=2)
plt.legend(['Energia Elettrica Venduta', 'Energia Elettrica Acquistata'], loc='best')

```

```

plt.yticks([0, 1])
plt.xlabel('Tempo [h]')
plt.ylabel('On/Off')
plt.subplot(222)
plt.plot(time, d_el, 'green', linewidth=3)
plt.plot(time, d_fc, 'yellow', linewidth=2)
plt.legend(['Elettrolizzatore', 'Fuel Cell'], loc='best')
plt.yticks([0, 1])
plt.xlabel('Tempo [h]')
plt.ylabel('On/Off')
plt.subplot(223)
plt.plot(time, d_bc, 'red', linewidth=3)
plt.plot(time, d_bd, 'magenta', linewidth=2)
plt.legend(['Carica Batterie', 'Scarica Batterie'], loc='best')
plt.yticks([0, 1])
plt.xlabel('Tempo [h]')
plt.ylabel('On/Off')
plt.subplot(224)
plt.plot(time, d_grid, 'blue', linewidth=2)
plt.plot(time, d_in, 'black', linewidth=2)
plt.plot(time, d_out, 'grey', linewidth=2)
plt.legend(['Idrogeno Venduto', 'Idrogeno Entrata Serbatoio', 'Idrogeno Uscita Serbatoio'], loc='best')
plt.yticks([0, 1])
plt.xlabel('Tempo [h]')
plt.ylabel('On/Off')
plt.show()

```

Tabella Risultati

R_electrical = 0

R_H2 = 0

C_electrical = 0

C_Battery = 0
C_electrolyzer = 0
C_fuelcell = 0
C_tank = 0
Cm_fuelcell = 0
Cm_electrolyzer = 0

for i in range(len(time)-1):

R_electrical = R_electrical + (P_s[i+1] * Cs[i+1]) * delta_t # Entrate dalla vendita di energia elettrica

R_H2 = R_H2 + (q_grid[i+1] * Ch[i+1]) * delta_t # Entrate dalla vendita dell'idrogeno

C_electrical = C_electrical - (P_p[i+1] * (Cp[i+1] + Cgrid[i+1])) * delta_t # Costi per l'acquisto di energia elettrica

C_Battery = C_Battery - ((Cbc[i+1] * P_bc[i+1]) + (Cbd[i+1] * P_bd[i+1])) * delta_t # Costi sostenuti per il funzionamento delle batterie

C_electrolyzer = C_electrolyzer - (Cel[i+1] * d_el[i+1]) * delta_t # Costi sostenuti per il funzionamento dell'elettrolizzatore

C_fuelcell = C_fuelcell - (Cfc[i+1] * d_fc[i+1]) * delta_t # Costi sostenuti per il funzionamento della fuel cell

C_tank = C_tank - (Ctank[i+1]) * delta_t # Costi sostenuti per il funzionamento del serbatoio

Cm_fuelcell = Cm_fuelcell - (cm_fc * d_fc[i+1]) # Costi sostenuti per la manutenzione dell'elettrolizzatore

Cm_electrolyzer = Cm_electrolyzer - (cm_el * d_el[i+1]) # Costi sostenuti per la manutenzione della fuel cell

E_el_H2 = sum(P_el) * delta_t # Energia mandata all'elettrolizzatore

E_fc_electrical = sum(P_fc) * delta_t # Energia prodotta dalla fuel cell

E_s = sum(P_s) * delta_t # Energia elettrica venduta

E_p = sum(P_p) * delta_t # Energia elettrica acquistata

E_bc = sum(P_bc) * delta_t # Energia per la ricarica delle batterie

E_bd = sum(P_bd) * delta_t # Energia derivante dalla scarica delle batterie

E_load = sum(Load) * delta_t # Energia assorbita dal carico

M_el = sum(q_el) * delta_t # Massa idrogeno prodotta dall'elettrolizzatore

M_fc = sum(q_fc) * delta_t # Massa idrogeno utilizzata dalla fuel cell

M_grid = sum(q_grid) * delta_t # Massa idrogeno venduta sulla rete metano

```

R_electrical_tot.append(R_electrical)
R_H2_tot.append(R_H2)
C_electrical_tot.append(C_electrical)
C_Battery_tot.append(C_Battery)
C_electrolyzer_tot.append(C_electrolyzer)
C_fuelcell_tot.append(C_fuelcell)
C_tank_tot.append(C_tank)
Cm_fuelcell_tot.append(Cm_fuelcell)
Cm_electrolyzer_tot.append(Cm_electrolyzer)
EPV_tot.append(EPV)
obj_tot.append(obj)
E_el_H2_tot.append(E_el_H2)
E_fc_electrical_tot.append(E_fc_electrical)
E_s_tot.append(E_s)
E_p_tot.append(E_p)
E_bc_tot.append(E_bc)
E_bd_tot.append(E_bd)
E_load_tot.append(E_load)
M_el_tot.append(M_el)
M_fc_tot.append(M_fc)
M_grid_tot.append(M_grid)

# Print Revenue
print('Risultati periodo: ' + 'dal ' + str(g_in) + '/' + str(mese_in) + ' al ' + str(g_fin) + '/' + str(mese_fin) +
'\n')
print(' Profitto totale = {:.2f} €\n'.format(-obj))
print(' Vendita Energia Elettrica = {:.2f} €\n'.format(R_electrical))
print(' Acquisto Energia Elettrica = {:.2f} €\n'.format(C_electrical))
print(' Vendita Idrogeno = {:.2f} €\n'.format(R_H2))
print(' Costo Batterie = {:.2f} €\n'.format(C_Battery))
print(' Costo Elettrolizzatore = {:.2f} €\n'.format(C_electrolyzer))
print(' Costo Fuel Cell = {:.2f} €\n'.format(C_fuelcell))

```

```

print(' Costo Serbatoio = {:.2f} €\n'.format(C_tank))

# Energia convertita
print(' Energia convertita in H2 = {:.2f} MWh\n'.format(E_el_H2))
print(' Energia derivante da H2 = {:.2f} MWh\n'.format(E_fc_electrical))

# Energie
print(' Energia acquistata dalla rete = {:.2f} MWh\n'.format(E_p))
print(' Energia venduta in rete = {:.2f} MWh\n'.format(E_s))
print(' Energia ricarica batterie = {:.2f} MWh\n'.format(E_bc))
print(' Energia scarica batterie = {:.2f} MWh\n'.format(E_bd))
print(' Energia assorbita dal carico = {:.2f} MWh\n'.format(E_load))

# Stato accumulatori
print(' Stato Batterie = {:.2f} MWh'.format(Soc_batt[-1] * E_ba / 100) + ' ( {:.04.2f}
%)\n'.format(Soc_batt[-1]))
print(' Stato Serbatoio = {:.2f} Kg'.format(M_tank[-1] * M_tanker / 100) + ' ( {:.04.2f}
%)\n\n\n'.format(M_tank[-1]))

# Revenue
if step_mesi > 1:
    print('Risultati Annuali:')
    print(' Profitto totale = {:.2f} €\n'.format(-sum(obj_tot)))
    print(' Vendita Energia Elettrica = {:.2f} €\n'.format(sum(R_electrical_tot)))
    print(' Acquisto Energia Elettrica = {:.2f} €\n'.format(sum(C_electrical_tot)))
    print(' Vendita Idrogeno = {:.2f} €\n'.format(sum(R_H2_tot)))
    print(' Costo Batterie = {:.2f} €\n'.format(sum(C_Battery_tot)))
    print(' Costo Elettrolizzatore = {:.2f} €\n'.format(sum(C_electrolyzer_tot)))
    print(' Costo Fuel Cell = {:.2f} €\n'.format(sum(C_fuelcell_tot)))
    print(' Costo Serbatoio = {:.2f} €\n'.format(sum(C_tank_tot)))

    # Energia convertita
    print(' Energia convertita in H2 = {:.2f} MWh\n'.format(sum(E_el_H2_tot)))
    print(' Energia derivante da H2 = {:.2f} MWh\n'.format(sum(E_fc_electrical_tot)))

    # Energie
    print(' Energia acquistata dalla rete = {:.2f} MWh\n'.format(sum(E_p_tot)))
    print(' Energia venduta in rete = {:.2f} MWh\n'.format(sum(E_s_tot)))

```

```

print(' Energia ricarica batterie = {:.2f} MWh\n'.format(sum(E_bc_tot)))
print(' Energia scarica batterie = {:.2f} MWh\n'.format(sum(E_bd_tot)))
print(' Energia assorbita dal carico = {:.2f} MWh\n'.format(sum(E_load_tot)))

# Creazione codice Grafica SankeyMATIC
print('Codice Sankey_Matic:\n')
print(' Fotovoltaico [{:.2f}] Nodo Elettrico\n'.format(sum(EPV_tot)))
print(' Fuel Cell [{:.2f}] Nodo Elettrico\n'.format(sum(E_fc_electrical_tot)))
print(' Rete Elettrica. [{:.2f}] Nodo Elettrico\n'.format(sum(E_p_tot)))
print(' Nodo Elettrico [{:.2f}] Elettrolizzatore\n'.format(sum(E_el_H2_tot)))
print(' Nodo Elettrico [{:.2f}] Rete Elettrica\n'.format(sum(E_s_tot)))
print(' Elettrolizzatore [{:.2f}] H2\n'.format(sum(M_el_tot) * Pcs_h))
print(' Elettrolizzatore [{:.2f}] Perdite\n'.format(sum(E_el_H2_tot) * (1 - eta_el)))
print(' H2. [{:.2f}] Fuel Cell\n'.format(sum(E_fc_electrical_tot)))
print(' H2. [{:.2f}] Perdite\n'.format(sum(M_el_tot) * Pcs_h - sum(E_fc_electrical_tot) - sum(M_grid_tot)
* Pcs_h))
print(' Nodo Elettrico [{:.2f}] Load\n'.format(sum(E_load_tot)))
print(' :Load #808080\n')
print(' :Elettrolizzatore #008000\n')
print(' :Fuel Cell #FFFF00\n')
print(' :Rete Elettrica #0000FF\n')
print(' :Rete Elettrica. #00FFFF\n')
print(' :H2 #00FF00\n')
print(' :H2. #00FF00\n')
print(' :Perdite #808000\n')
print(' H2 [{:.2f}] Rete Gas\n'.format(sum(M_grid_tot) * Pcs_h))
print(' :Rete Gas #00FF00\n')
print(' Nodo Elettrico [{:.2f}] Batteria\n'.format(sum(E_bc_tot)))
print(' Batteria [{:.2f}] Perdite\n'.format(sum(E_bc_tot) * (1 - eta_bc)))
print(' Batteria [{:.2f}] Carica Batteria\n'.format((sum(E_bc_tot) * eta_bc)))
print(' Scarica Batteria [{:.2f}] Nodo Elettrico\n'.format(sum(E_bd_tot)))
print(' Batteria. [{:.2f}] Perdite\n'.format(sum(E_bd_tot) / eta_bd * (1 - eta_bd)))

```

```

print(' Batteria. [{:6.2f}] Scarica Batteria\n'.format(sum(E_bd_tot)))
print(' :Carica Batteria #FF0000\n')
print(' :Scarica Batteria #800000\n')
print(' :Batteria #800080\n')
print(' :Batteria. #800080\n')

#Indici Economici
Costo_Inv = -(Electrolyzer * Ci_el + Tank * Ci_tank + Fuel_Cell * Ci_fc + Battery * Ci_ba + Ci_pv)
Tasso_interesse = 5/100
Flusso_cassa_tot = [Costo_Inv]
Flusso_cassa = []
Periodo_temporale = 15
Flusso_cassa.append(sum(R_H2_tot) + sum(R_electrical_tot) + sum(C_electrical_tot) +
sum(Cm_electrolyzer_tot) + sum(Cm_fuelcell_tot) - (Cm_pv + Cm_tank) / Periodo_temporale)

Flusso_cassa = Flusso_cassa * Periodo_temporale
for i in range(len(Flusso_cassa)):
    Flusso_cassa_tot.append(Flusso_cassa[i])

IRR = npf.irr(Flusso_cassa_tot)
NPV = npf.npv(Tasso_interesse, Flusso_cassa_tot)

print('Manutenzione Elettrolizzatore:\n' + str(sum(Cm_electrolyzer_tot))+ ' €\n')
print('Manutenzione Fuel Cell:\n' + str(sum(Cm_fuelcell_tot))+ ' €\n')
print('Manutenzione Fotovoltaico:\n' + str(Cm_pv / Periodo_temporale)+ ' €\n')
print('Manutenzione Serbatoio:\n' + str(Cm_tank / Periodo_temporale)+ ' €\n')
print('Flusso di cassa:\n' + str(Flusso_cassa_tot)+ ' €\n')
print('Tasso interesse annuo:\n' + str(Tasso_interesse*100)+ '%\n')
print('Internal Rate of Return:\n' + str(IRR*100)+ '%\n')
print('Net Present Value:\n' + str(NPV)+ ' €\n')

```